

Інші візейські горизонти В-19-В-21 містять глинисті алевроліти з незначним вмістом вітриніту і декілька вітринітових вугільних пластів з фюзинітом і тонкими шарами мікроспориніту (рис. 4.9). Глинисто-карбонатний горизонт В-22 з підвищеним вмістом органічної речовини (3–4 %) простежується в межах всієї ділянки досліджень. Цей горизонт було описано в роботах інших авторів (ТОС 1,0–4,2 %; НІ 50–100 мгВВС/гТОС) [133,135, 146].

Відповідно до результатів досліджень Ігнатченко Н.В., Іванової А.В., Зайцевої Л.Б. [27, 28] слід відмітити наявність численних вугільних пластів в верхньому візе в межах південної прибортової зони ДДз (табл.4.1).

У більшості випадків горизонт В-22 відокремлений від рудівських шарів (В-23) карбонатним горизонтом В-23, який утворений вапняками з глинистими шарами, мергелями і карбонатними сланцями з відсутністю органічної компоненти.

Таблиця 4.1 – Вугільні пласти в розрізі верхнього візе в межах південної прибортової зони ДДз за даними[27, 28]

Площа	К-сть вугільних пластів / з них більше 1 м	Сумарна товщина, м
Ведильцівська	6 / 4	
Остапівсько-Білоцерківська	від 1 до 6 / до 2	
Лиманська	12 / 2	
Зачепилівська	15	9,8
Новомиколаївська	19	13,4
Західно-Михайлівська	6	5,8
Махалівська	6	5,5
Новогригорівська	11	7,2
Кременівська	8	6,2
Новоселівська	9	6,2
Пролетарська	14	9,9
Перещепинська	18	12,9
Голубівська	19	16,5
Іллічівська	14	12,2
Левенцівська	9	5,9

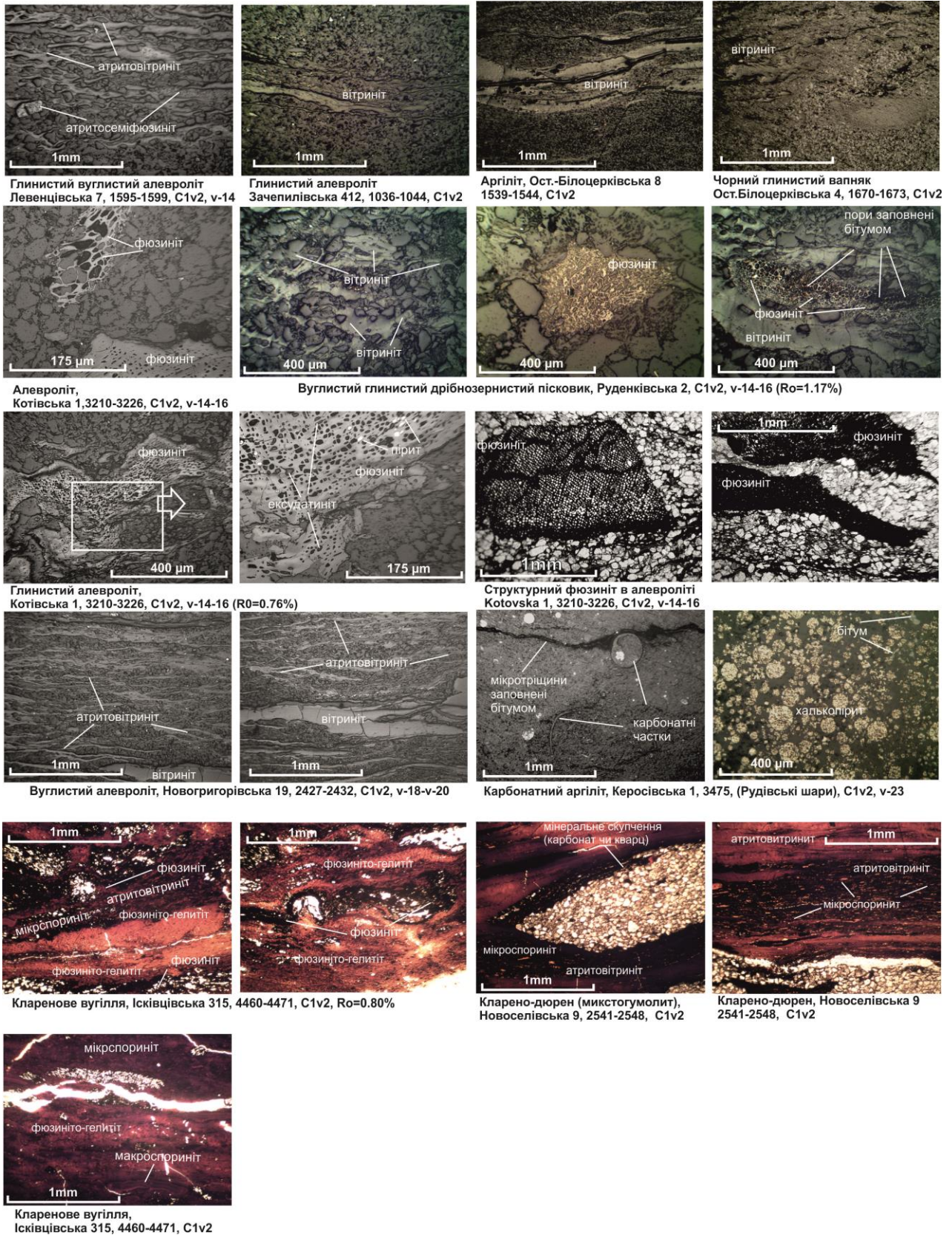


Рисунок 4.9– Мікрображення керогеновмісних порід та вугілля верхньо-візейського під'ярусу (C<sub>1v2</sub>). Мікрображення отримані та досліджені автором

**Рудівські шари (гор. в-23)** в північно-західній зоні ДДз характеризуються високим потенціалом генерації ВВ, проте горизонт не був ідентифікований в межах значної частини досліджуваної території. Згідно з попередніми дослідженнями, рудівські шари були сформовані в передрифовій і депресивній частинах Срібнянської і Жданівської депресій ДДз. Рудівські шари відсутні в менш заглибленій області уздовж південного регіонального розлому; в межах деяких площ характеризуються товщиною до 5–8 м (наприклад, в межах площі Кременівського родовища). В південно-східній частині досліджуваної області (Керносівське та Богатойське родовища ВВ) товщина рудівських шарів сягає 30–35 м (рис.4.10). Високий вміст ОР був визначений за каротажами даними і підтверджується лабораторними аналізами. Рудівські шари утворені верхньою 20-ти м глинисто-карбонатною товщею з ТОС в межах від 3 до 4% з прошарками щільних вапняків і нижньою 15–20-ти м карбонатно-глинистою товщею зі збільшенням ТОС від покрівлі до підшови до 10% (рис.4.10, 4.11).

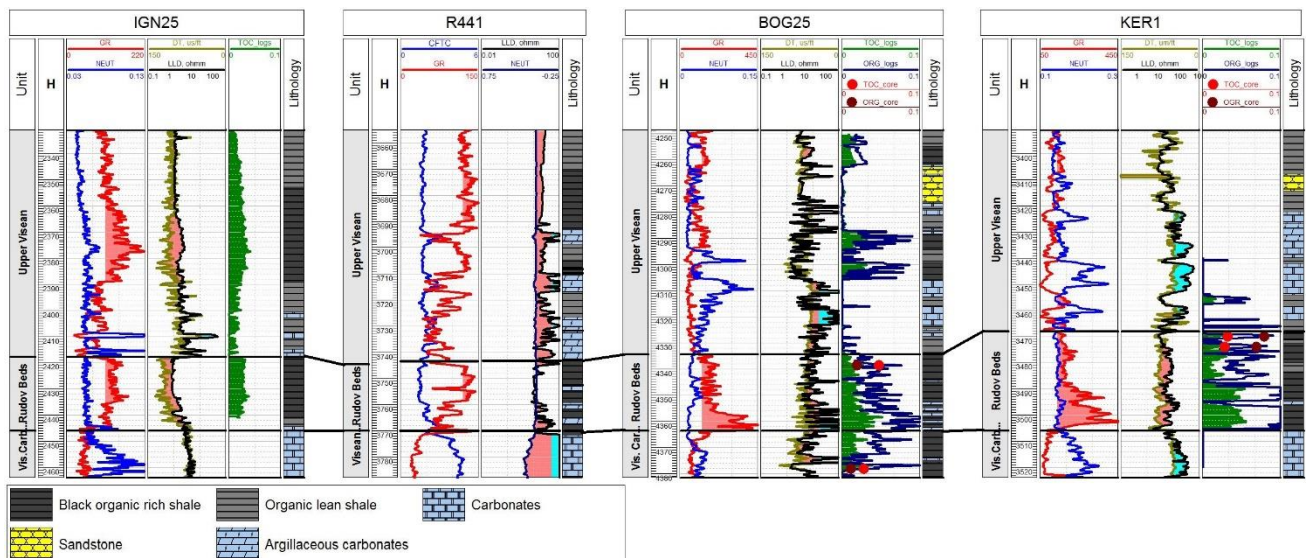


Рисунок 4.10– Кореляція рудівських шарів (В-23) вздовж профілю свердловин Гнатівська-25 – Рясківська-441 – Богатойська-25 – Керносівська-1

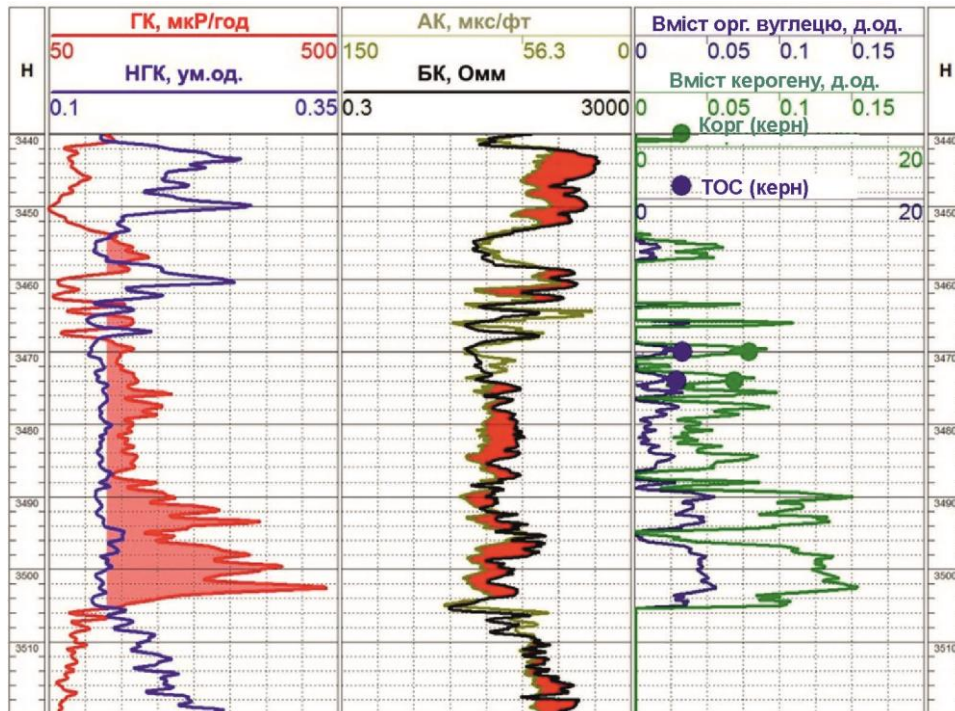


Рисунок 4.11–Геофізична характеристика горизонту В-23 (рудівські шари) в розрізі св. Керносівська-1. Права колонка – результати розрахунку вмісту  $S_{\text{орг}}$  та їх співставлення з даними лабораторних досліджень

Вітринітові вугільні пласти були ідентифіковані в **нижньосерпуховських горизонтах С-10–С-11** з незначним вмістом ліптодетриту і високою концентрацією великих часток фюзиніту (0,5-3,0мм). Великі пори в частинках фюзиніту заповнені ексудатинітом, вторинним мацералом, що вказує на безпосередню присутність схильного до генерації високомолекулярних сполук керогену [109, 120, 156, 157, 167, 168].

На рис.4.12 наведено приклади зразків з фюзинітом та фюзинітом, заповненим ексудатинітом, зі свердловин ДДз; зразків вугілля з Гренландії та зразків, наведених в петрографічному атласі. Подібність зразків є підставою для розгляду нафтогазогенераційного потенціалу вугільних шарів горизонтів С-10–С-11. Загальна товщина трансгресивної частини продуктивних горизонтів варіює в межах 70–130 м. Слід зауважити, що горизонти С-10–С-11 характеризуються сповіль-

ненням проходження хвиль акустичного каротажу та дещо підвищеною радіоактивністю, а перекриваючі їх пісковики гор. С-11–С-10 характеризуються як нафтонасичені (св. Котівська-1).

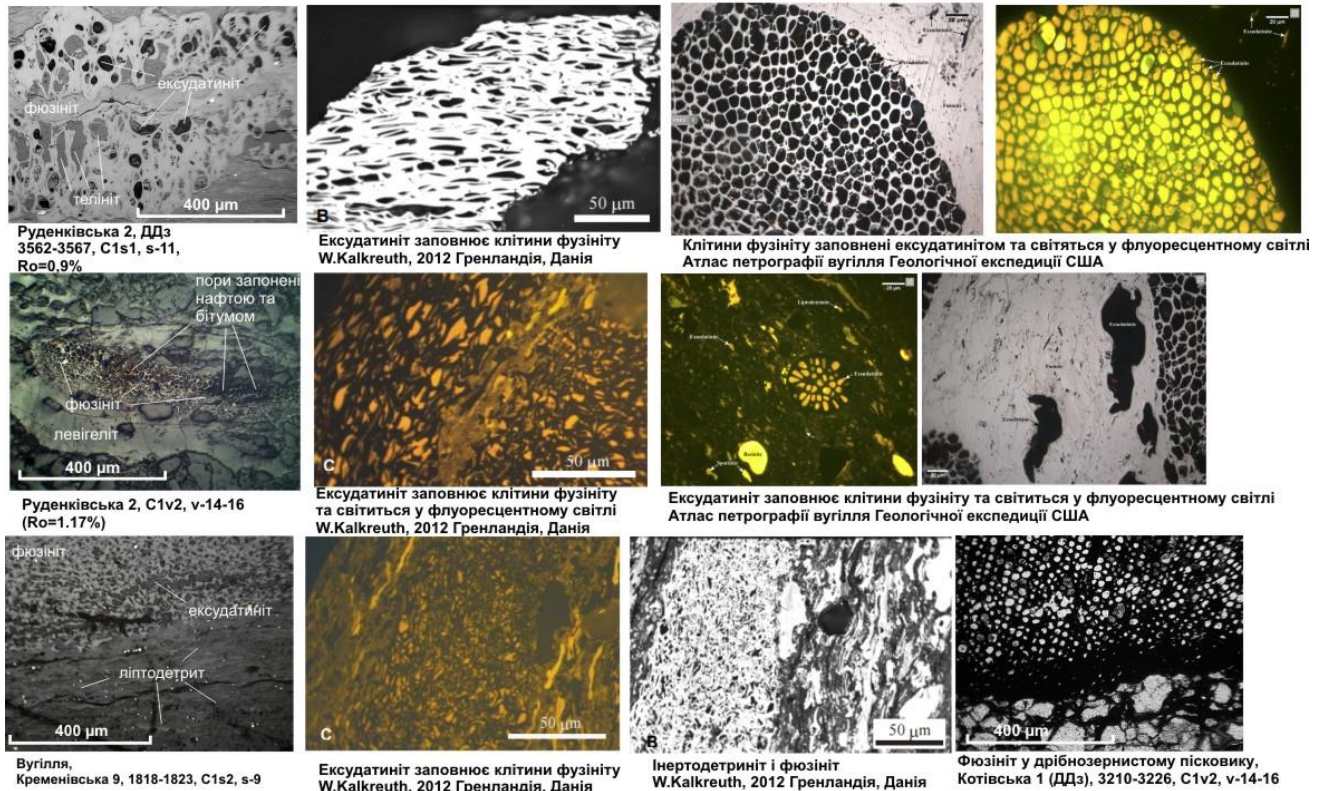


Рисунок 4.12–Ідентифікація ексудатиніту (мацерал ліптиніту), який відповідає II типу керогену здатного до генерації рідких ВВ. Порівняння зразків з ДДз зі зразками в Атласі петрографії вугілля національної геологічної служби США (USGS) та зі зразками з вугілля Гренландії [12, 161].

Горизонти С-15–С-16, як і горизонти С-17–С-19 складені алевролітами та дрібнозернистими пісковиками з вітринітовими вугільними пластами із незначною часткою фюзиніту і семифюзиніту. Окрім того, деякі з вітринітових вугільних пластів гор.С-17–С-19 вміщують значну кількість ліптиніту, мікро- і макроспориніту, мегаспори, резиніт і ліптодетрит (рис. 4.13). Імовірно, описані вугільні пласти можуть мати високий потенціал для генерації ВВ, адже ідентифіковані мацерали відносяться до II і III типів керогену. Крім того, численні тонкі

вітринітові вугільні пласти були ідентифіковані з незначною кількістю левігеліту, аттриніту і незначним вмістом фюзиніту. Горизонти С-19–С-21 містять вітринітові вугільні пласти з незначним вмістом семифюзиніту. У ряді випадків мікротріщини в алевролітах заповнені бітумом (зразки Решетняківського і Новогригорівського родовищ ВВ).

Найнижчі серпуховські горизонти С-22–С-23 незгідно перекривають верхньовізейський ярус. Немає зразків, що підтверджують характеристику мацералів та наявність фюзиніту із заповненими порами ексудатинітом, проте геофізична характеристика горизонтів С-22–С-23 вказує на підвищений вміст органічної речовини, як і в горизонтах В-14–В-16. В попередніх публікаціях нижньосерпуховські горизонти С-22–С-23 були досліджені та описані в північно-західній частині басейну. Вони вміщують керогеновмісні сланці з ТОС до 5 % і високими значеннями водневого індексу до 290 мгНС<sup>-1</sup>ТОС [136]. За даними [27, 28] в розрізі нижнього серпухова в південній прибортовій зоні ДДз зустрічаються небагато-чисельні вугільні пласти товщиною більше 0,6 м в межах Кременівської, Ісачківської, Радченківської, Новоселівської, Пролетарської, Голубовської площ.

**Верхньосерпуховський під'ярус** складений алевролітами та дрібнозернистими пісковиками з другорядним вмістом глинистого матеріалу, поодинокими декілька-метровими шарами вапняків і вугільними шарами, товщини яких варіюють від декількох мм до декількох м. Горизонти С-1–С-3 містять дуже тонкі вугільні пласти, утворені ліптодетритом, макроспоринітом, кутинітом та інертодетринітом, перешаровані в основні товщі дрібнозернистих алевролітів.

Одновікові горизонти С-1–С-3 в депресійній частині Жданівської і Срібнянської депресій в північно-західній частині ДДз були ідентифіковані, як нафтогазогенеруючі горизонти, утворені темними вапняками і чорними глинисто-карбонатними породами з високим ТОС і керогену здатного генерувати рідкі ВВ [136]. Проте в межах ділянки досліджень, ці верхньосерпуховські горизонти представлені теригенними літофаціями та не вміщують значних часток ОР. В

більш заглибленій частині басейну (Східно-Полтавська площа), верхньосерпуховські горизонти С-1–С-3 представлені вапняками з щільними пісковиками із незначним вмістом вітриніту і семифюзиніту (рис.4.14).

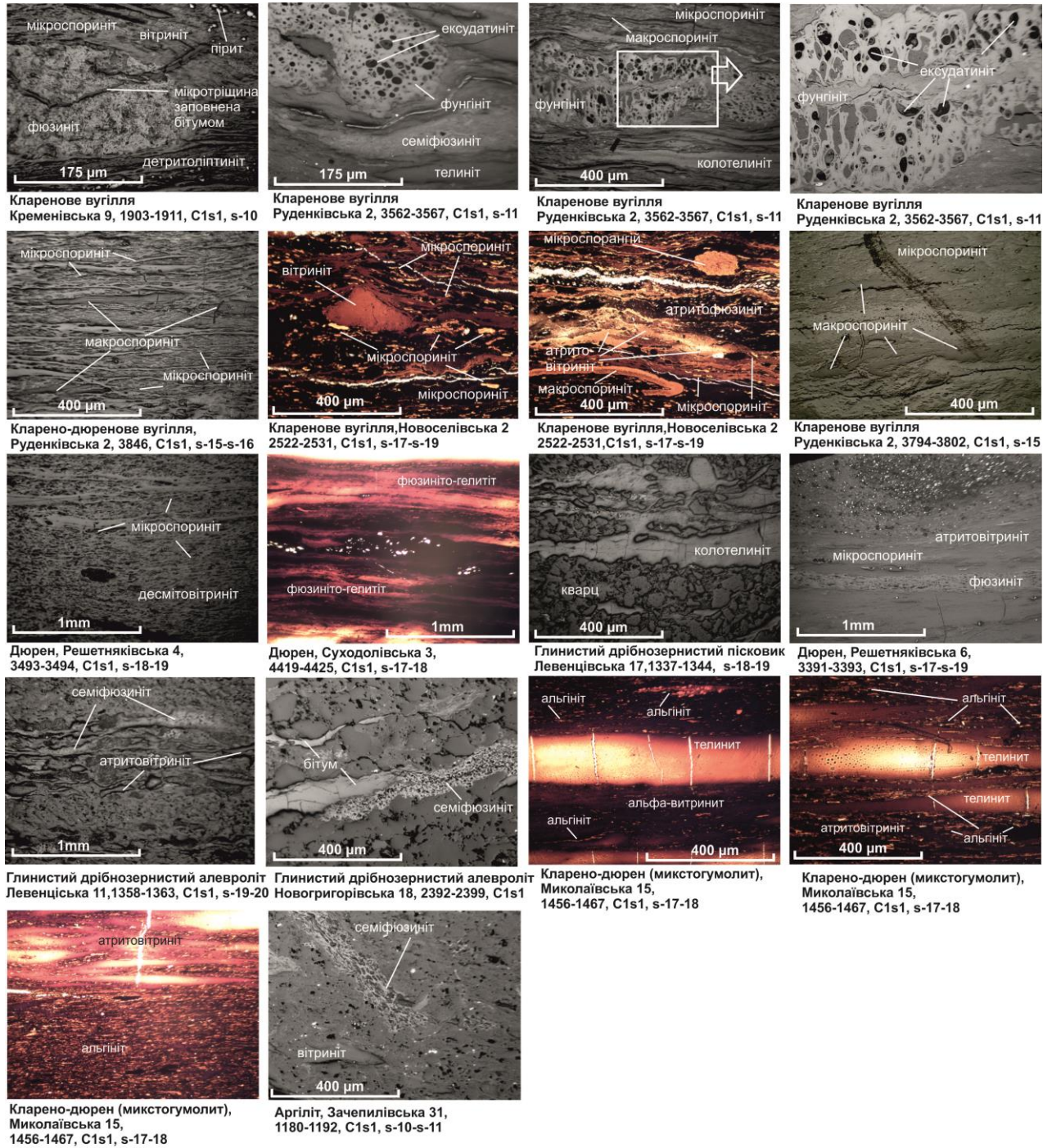


Рисунок 4.13– Мікрображення керогеновмісних порід та вугілля нижньо-серпуховського під'ярусу (C<sub>1s1</sub>). Мікрображення отримані та досліджені автором

Горизонти С-5–С-6 утворені аргілітами з вугільними прошарками, здебільшого сформованими вітринітом та семифюзинітом з незначною часткою ліптодетриту і кутиніту. За даними ГДС простежуються декілька-метрові вітринітові вугільні пласти із споринітом і кутинітом і численні шари товщиною 1–2 м, збагачені ОР. Нижні горизонти С-7–С-8 утворені дрібнозернистими алевролітами з вугільними шарами з семифюзинітом і вітринітом. У нижній частині секції С<sub>1</sub>С<sub>2</sub> горизонт С-9 містить вугільні пласти, утворені домінуючою часткою вітриніту (III тип керогену), семідетриту з незначною кількістю ексудатиніту та другорядною часткою альгініту, ліптиніту і ліптодетриту, що ідентифікується як II тип керогену. Ці керогеновмісні пласти добре виділяються за даними каротажу: мають товщину до 3–8 м і слугують флюїдоупорами підстиляючих пісковиків (резервуари продуктивних горизонтів С-8–С-9).

Більшість літофацій **середнього карбону** представлена малоглинистими алевролітами і дрібнозернистими пісковиками з низьким вмістом ОР. Численні вугільні пласти були визначені в башкирських горизонтах Б-1–Б-4, Б-6, Б-8, Б-10 та у розрізі московського ярусу (рис. 4.15, 4.16).

Декілька вугільних пластів у **московських відкладах** містять незначну кількість мацералів ліптиніту та значну частку пористого фюзиніту. В розрізі московського ярусу зустрічаються малопотужні до 0,5–1,0 м вугільні пласти в межах Руденківської, Опошнянської Кустолово-Андріївської, Решетнківської, Кременівської, Новомиколаївської та Голубівської площ [27, 28] (табл. 4.1).



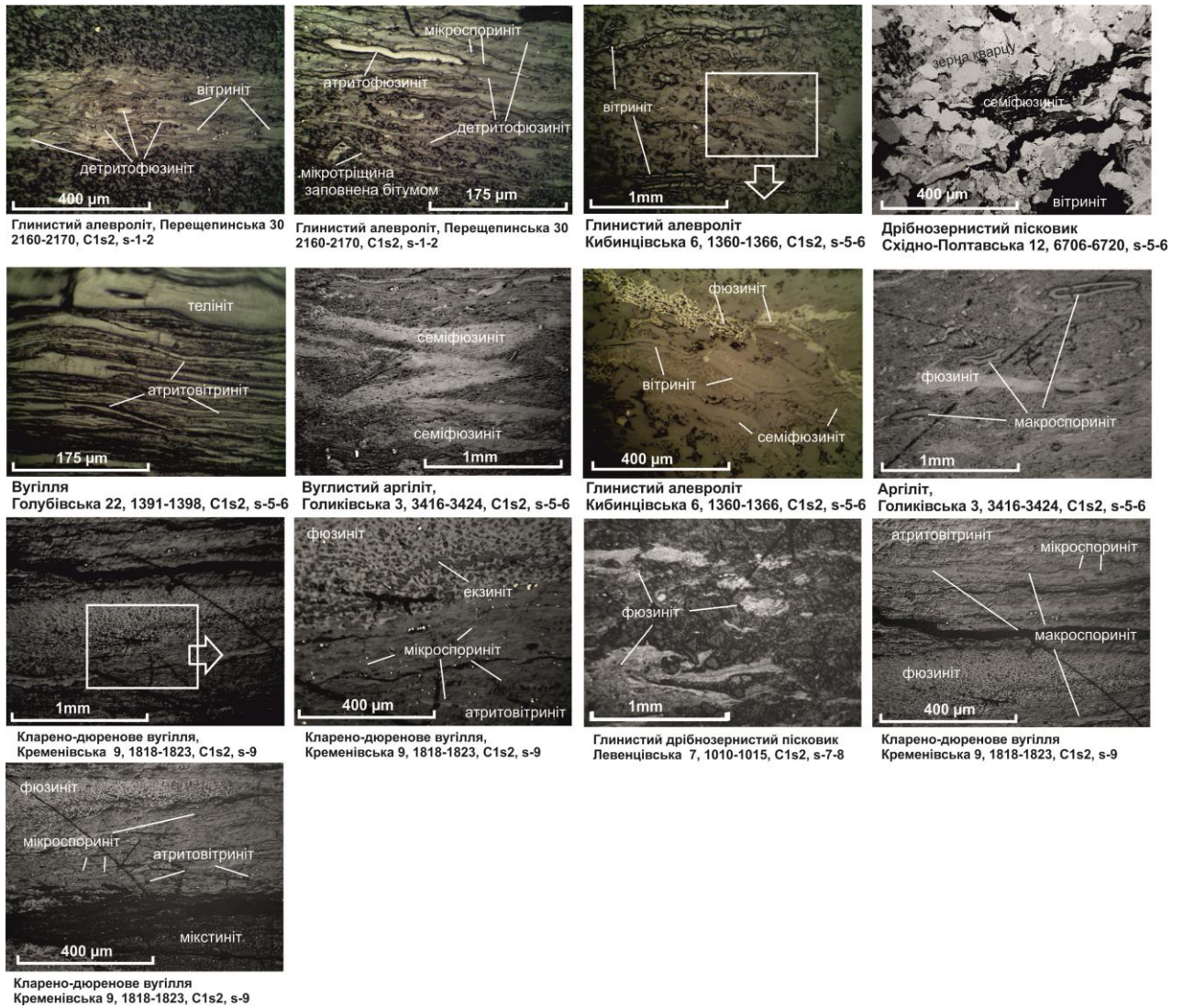


Рисунок 4.14– Мікрображення керогеновмісних порід та вугілля верхньо-серпуховського під'ярусу (C<sub>1s2</sub>). Мікрображення отримані та досліджені автором

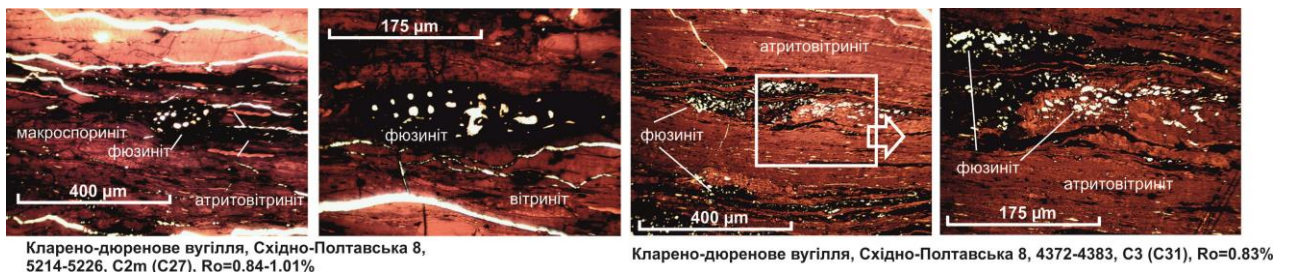


Рисунок 4.15– Мікрображення вугілля верхнього карбону та московського ярусу (C<sub>3</sub> і C<sub>2m</sub>). Мікрображення отримані та досліджені автором

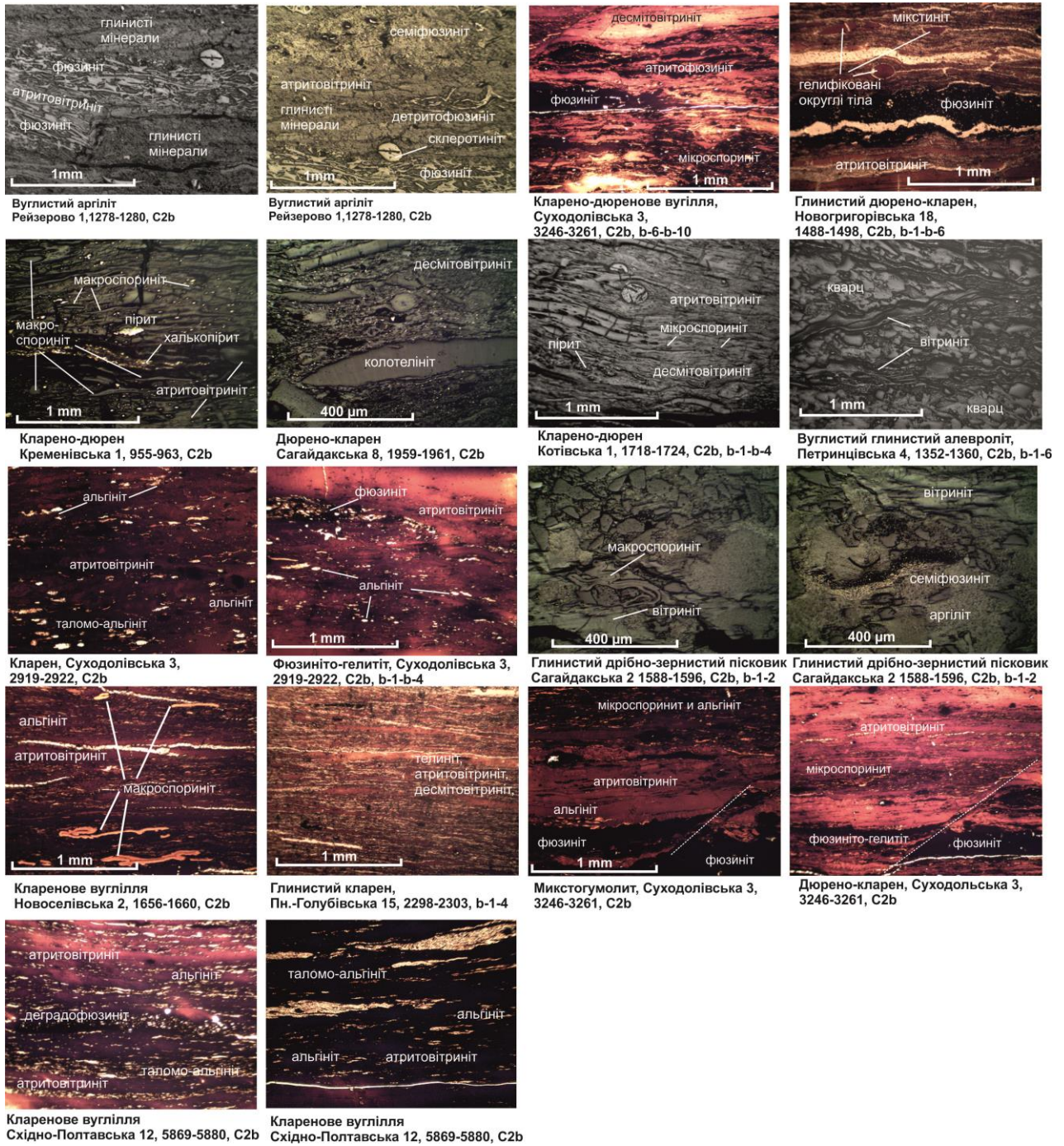


Рисунок 4.16– Мікрображення керогеновмісних порід та вугілля башкирського ярусу (C<sub>2</sub>b). Мікрображення отримані та досліджені автором

Таблиця 4.1– Вугільні пласти московського та башкирського ярусів в межах південної прибортової зони ДДз за даними [27, 28]

Площа	Кі-ть вугільних пластів / з них більше 0,6 м	Сумарна товщина, м
Московський ярус		
Новогригорівська	6/1	2,12
Новоселівська	9/4	4,79
Пролетарська	13/7	7,5
Перещепинська	13/2	5,67
Башкирський ярус		
Зачепилівська	1/1	1,1
Ливеньська	18/3	8,7
Новомиколаївська	1/1	0,7
Західно-Михайлівська	1/1	1,0
Новогригорівська	8/3	3,6
Кременівська	3/2	1,8
Новоселівська	6/2	3,2
Пролетарська	13/4	6,2
Перещепинська	8/5	4,3
Голубівська	10/3	4,7

Вугільні пласти **башкирських** горизонтів Б-1–Б-2 містять значні кількості мікро- і макроспориніту, ліптиніту з домінуючою частиною вітриніту (левігеліт і аттріт). У північно-західній частині ДДз, горизонти Б-1–Б-2 представлені глинистими пісковиками з незначним вмістом ліптиніту, фюзиніту і значною часткою вітриніту (нижні зображення на рис. 4.16), так що є вірогідність того, що генераційний потенціал цих горизонтів може бути вищим, ніж у більшості горизонтів башкирського ярусу. Вугільні пласти в нижніх горизонтах Б-3–Б-4 утворені вітринітом (левігеліт) з незначною часткою фюзиніту; в межах південного борту ДДз одновікові горизонти представлені пісковиками з високим вмістом вітриніту (св. Рейзерово-1, Петрівцівська-1). Вугілля в горизонтах Б-5–Б-8 містить незначну частку ліптиніту, а нижчі горизонти Б-7–Б-10 містять дуже незначну кількість ліптиніту і ліптодетриніту (рис. 4.15, 4.16).

**Обговорення результатів.** В результаті дослідження керогеновмісних формацій південної прибортової зони ДДз ідентифіковано керогеновмісні породи та вугільні пласти кам'яновугільної та девонської систем південної прибортової

зони ДДз. Визначено типи керогену та охарактеризовано потенціал генерації вуглеводнів завдяки ідентифікації мацералів вітриніту та ліптиніту. Стислий нарис наведено в схемі розподілу виявлених керогеновмісних формацій (рис.4.17). Нижче наведено стислі результати спостережень

Середньокам'яновугільний відділ утворено варіацією піщанисто-алевритистих фацій з дуже незначною концентрацією ОР та численною кількістю вугільних пластів товщиною від 0,5–2,0 мм до 1–3 м. Вугільні шари концентрують абсолютну частку органічної речовини цих відділів.

Вугільні шари середнього карбону утворені домінуючою часткою мацералів вітриніту, незначною концентрацією мацералів ліптиніту (ліптодетрит, спориніт, резиніт, кутиніт) та містять значну кількість частинок пористого фюзиніту, поровий простір якого незаповнений чи заповнений ексудатинітом. За даними Вакарчука С.Г. карбонатна плита (Б-10) вміщує 0,4–1,4 % гумусо-сапропелевої органічної речовини (III–II тип керогену).

Ексудатиніт ідентифікований як вторинний мацерал, що є індикатором присутності нафтогенеруючих мацералів (II тип керогену) [109, 120, 156, 157, 167, 168]. Цей висновок переводить деякі вугільні пласти верхньо- та середньокам'яновугільного відділів у ранг нафтогазогенеруючих порід .

Більшість горизонтів серпуховського ярусу містить незначні концентрації мацералів вітриніту та інертиніту (III–IV типи керогену). Вугільні шари горизонтів С-9–С-11 утворені мацералами вітриніту зі значною концентрацією частинок семифюзиніту та фюзиніту, заповнених ексудатинітом та дрібними частками ліптиніту і ліптодетриту (II–IV типи керогену).

Глинисті алевроліто-піщанисті трансгресивні горизонти верхньовізейського під'ярусу (В-14–В-22) в середньому містять близько 2,5–3,0 % органічного вуглецю зі значно переважаючою часткою наземної гумусової органічної речовини (III тип керогену). ОР розподілена рівномірно по товщині горизонтів, на відміну від серпуховського ярусу з вугільними пластами.

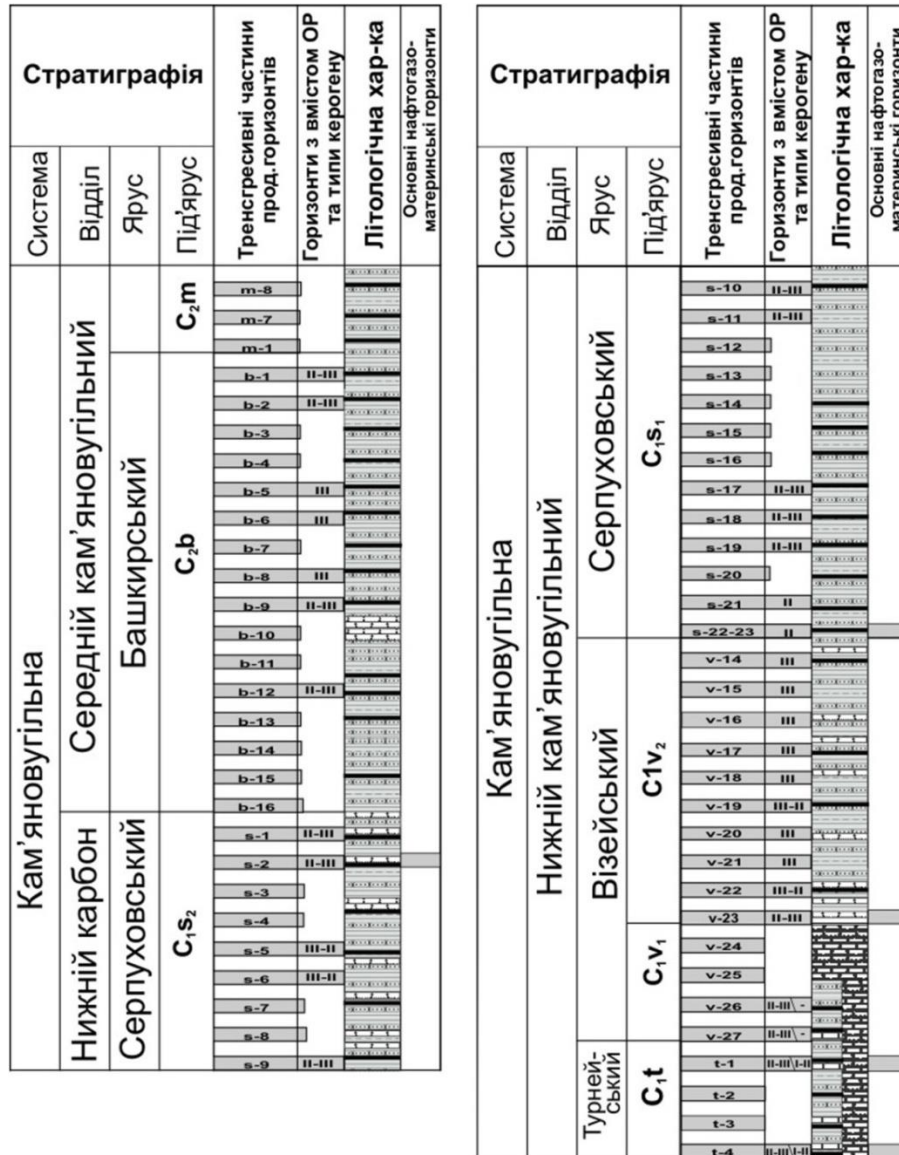


Рисунок 4.17– Стратиграфічний розподіл керогеновмісних формацій (>1,5 % ТОС) в межах південної прибортової зони ДДз. Цифри в колонці – тип керогену: перша цифра – домінуючий тип керогену, друга – другорядний

Горизонти В-14–В-16 містять високу концентрацію часток високопористих мацералів інертиніту, заповнених ексудатинітом та резинітом (присутній II тип ОР). В термально-зрілих зразках пори фюзиніту заповнені нафтою та бітумами, чи пусті в зв'язку з мігрувавшими вуглеводнями, а великі частки резиніту містять безліч пор – як наслідок його часткового перетворення в рідкі вуглеводні.

Концентрація ОР збільшується в напрямку підшови верхньовізейського під'ярусу, де горизонт В-22 вміщує 1,0–4,2%  $C_{org}$  (III тип ОР), а горизонт В-23

(рудівські шари) – до 10%  $C_{org}$ . Рудівські шари визначені попередніми дослідниками, як ключова нафтогазогенеруюча товща південно-східної частини ДДз. Проте в південній прибортовій зоні ДДз вони розвинені обмежено і в основному не перевищують 3–8 м товщини, окрім Керносівсько-Богатойської ділянки, де В-23 вміщує до 10% ОВі має 30–35 м товщини.

Карбонатна платформа, що об'єднує верхньовізейський під'ярус, турнейський ярус та лиманську світу озерсько-хованського верхньофаменського горизонту ( $C_{1v1}+C_{1t}+D_{3fm3lm}$ ), сягає товщини 1600 м. Непроникні карбонатні горизонти В-23–В-24 характеризуються відсутністю збереженої ОР. Карбонатні горизонти турнейського ярусу Т-3–Т-5 включають 2 пласти з ТОС більше 10% і морським нафто-генеруючим I–II типом керогену, проте їх товщина обмежена 5–8 метрами. Слід відмітити суттєву латеральну літофаціальну мінливість керогеновмісних турнейських порід. В межах більшості площ центрального сегменту південної прибортової зони ДДз товща турнейських карбонатних керогеновмісних порід досягає 50–70 м і перешаровується з органічно-пустими карбонатними літофаціями. В північно-західній частині південної прибортової зони ДДз турнейський ярус та нижньовізейські “підплитові” горизонти В-26–В-27 утворені перешаруванням домінуючих теригенних порід з карбонатними та зі значною кількістю бітумінозних алевролітів, вуглистих аргілітів, чорних мергелів і сапропелевих вугільних пластів. Піритизовані аргілітові та алевролітові горизонти містять мацерали вітриніту та частинки резиніту (III–II типи ОР), а вугільні пласти характеризуються дуже високою концентрацією ліптиніту та спориніту (II тип ОР) і містять частинки пористого фюзиніту і семифюзиніту, заповненого ексудатинітом (IV та II типи ОР).

Запропонована секвенс-стратиграфічна схема XIV МФГ в межах центральної частини південного заходу ДДз (рис. 4.7) та уточнені стратиграфічні межі продуктивних горизонтів В-25, В-26в, В-26н і перекриваючих їх трансгресивних товщ ТСТ1, ТСТ2 та ТСТ3 в межах ділянки досліджень.

За результатами співставлення карт розподілу ОР з картами товщин трансгресивних товщ (рис. 4.5) було зроблено висновок про збільшення вмісту ОР в ділянках більш інтенсивного прогинання та накопичення більшої кількості відкладів. До аналогічного твердження прийшли Мачуліна С.О. і Бабко І.М. у публікації, присвяченій вивченню рудівських шарів горизоту В-23 [58].

Випробуваний та запропонований алгоритм для ідентифікації та охарактеризування керогеновмісних порід та локалізації горизонтів та ділянок, перспективних для видобутку вуглеводнів "сланцевого" типу.

Вертикальна літофаціальна та ємнісно-фільтраційна гетерогенність об'єктів вивчення ТСТ1-ТСТ3 в межах ділянки досліджень виключає їх виділення як перспективних для використання технології гідророзриву пласта з подальшим видобування "сланцевих" ВВ.

Надсольова товща девону ( $D_3fm_2dn-lb$  і  $D_3fm_1oz-hv$ ) характеризується дуже мінливою товщиною відкладів, що варіює в межах 100–2000 м вздовж південної прибортової зони ДДз. Данково-лебедянській горизонт утворений теригенними та карбонатними літофаціями, включаючи чорні пласти вапняків, чорні вуглисті аргіліти, шари вугілля з невизначеним потенціалом генерації ВВ. Озерсько-хованський горизонт сформований теригенною літо-товщею (західно-михайлівська світа) та верхньою карбонатною (лиманська світа), яка входить в склад карбонатної платформи ( $C_1v_1+C_1t+D_3fm_1lm$ ). Теригенна товща була сформована в субконтинентальних умовах і в загальному характеризується незначною концентрацією ОР земного походження. Лиманська світа містить чорні морські вапняки з незначним потенціалом нафтогазогенерації.

Міжсольова товща  $D_3fm_1zd-el$  характеризується мінливою товщиною відкладів (100–1000 м) вздовж південної прибортової зони ДДз і відповідною літофаціальною мінливістю. Ділянки інтенсивного прогинання сприяли накопиченню бітумінозних глинистих алевролітів і пісковиків з наземною і морською ОР, численних пластів вугілля та вуглистих аргілітів (II–III тип керогену).

Маловивчена в південній прибортовій зоні підсольова товща представлена воронезькою світою ( $D_3fr_2vr$ ), що утворена чорними теригенними та карбонатними літофаціями, які містять незначну концентрацію органічної речовини (до 2–3%). Широкий спектр керогеновмісних порід підсольової товщі південного заходу ДДз не простежується в межах південної прибортової зони.

**Потенційна нафтогазоносність кергеновмісних формацій південної прибортової зони ДДз.** В даному підрозділі викладено критерії, керуючись якими було ідентифіковано та охарактеризовано потенційно газоносні сланцеві керогеновмісні формації в межах південної прибортової зони ДДз. Слід зауважити, що окрім додаткових критеріїв, описаних автором в цьому підрозділі, були використані базові критерії та результати вивчення потенційно нафтогазоносних сланцевих формацій інших фахівців і дослідницьких груп [10–12, 29, 52–59, 63–65, 72, 133, 135, 136, 146]. Мачуліна С.О. відокремлює дві потенційно нафтогазоносні доманікоїдні товщі (задонсько-єлецьку та верхньовізейську рудівську) та пов’язує потенційну нафтогазоносність доманікоїдних товщ з 4 типами пасток, які сприятимуть підвищеному нафтогазовилученню за рахунок наявності порід-колекторів, чи дещо підвищених колекторських властивостей доманікоїдних товщ [57]. Два типи критеріїв промислової нафтогазоносності, запропонованих Мачуліною С.О., пов’язані з наявністю локального тонкошаруватого перешарування порід з колекторськими властивостями, що чергуються з непроникними доманікоїдними літофаціями (літологічний критерій) та утворення “тріщинувато-сланцевого типу” пасток [57]. В західній термінології ділянки з підвищеними колекторськими властивостями, вищим нафтогазонасиченням чи літологічним складом доманікоїдних формацій, сприятливим для високоефективного застосування ГРП, називають *sweet spots* (солодкі місця).

Вважається, що перспективи нафтогазоносності Катеринівсько-Шандрівсько-Мажарівської ділянки пов’язані з нижньосерпуховськими органічно-збагаченими породами [72]. В межах Кибинцівсько-Близнюківської ділянки не вказані перспективні комплекси, проте згадано що їх сумарна товщина складає до



900 м. Численні роботи та дослідження Вакарчука С.Г. привели його до висновків щодо найвищої перспективності керогеновмісних карбонатних та карбонатно-глинистих горизонтів турнейського ярусу та порід башкирської карбонатної плити. Його твердження ґрунтуються на обраному переліку критеріїв та результатах лабораторних визначень вмісту  $C_{орг}$ . Багаторічні результати роботи Мачуліної С.О. вказують на найбільші перспективи газоносності сланцевих товщ, пов'язаних з рудівськими шарами. Нещодавно опубліковані комплексні геохімічні дослідження групи австрійських дослідників збігаються з висновками Мачуліної С.О. та підтверджують перспективність нафтогазоносності рудівських шарів в межах Срібнянської та Жданівської депресій [133, 146]. В монографії, присвяченій проблемі сланцевого газу в Україні, викладено результати багатогранного вивчення великої кількості площ ДДз [63, 64]. В межах південної прибортової зони ДДз перспективи пов'язують з потенційно газоносними верхньовізейськими трансгресивними глинистими товщами Зачепилівської площі. В межах північного заходу ДДз автори відзначають перспективність верхньовізейського під'ярусу в межах Ніжинської та Хорольської площ та фаменські аргіліто-піщанисті керогеновмісні товщі в межах Кінашівської площі.

Ґрунтуючись на виконаному автором даної роботи аналізі можна зробити висновки щодо перспективності деяких керогеновмісних формацій в межах локальних площ та ділянок південної прибортової зони ДДз.

Достатньо обґрунтовані перспективи промислової газоносності сланцевих товщ можна пов'язати лише з верхньовізейськими рудівськими шарами (В-23) в межах Богатойсько-Керносівської ділянки. Цей висновок заснований на критеріях, описаних в попередніх розділах. Рудівські шари за багатьма факторами оцінки збігаються з формацією Хейнесвіль (США). Їх газоносність в межах Срібнянської та Жданівської депресій не викликає сумнівів, проте глинисто-домінуючий літологічний склад в межах Богатойсько-Керносівської ділянки ставить під

сумнівні перспективи ефективного застосування ГРП. На рис.4.18 зображено термальну зрілість рудівських шарів по поверхні підосви верхнього візе, яка співпадає з глибинами залягання рудівських шарів.

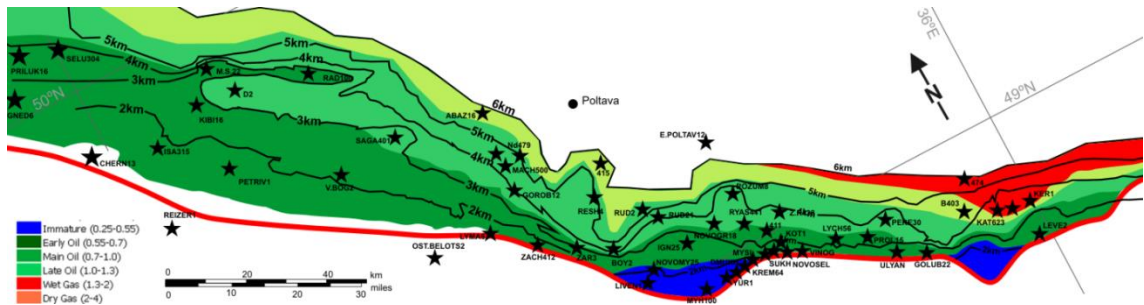


Рисунок 4.18– Карта-схема термальної зрілості по поверхні верхньовізейських рудівських шарів (В-23) в межах південної прибортової зони ДДз; на карту винесені свердловини, по яких виконувалось 1D моделювання

В межах Богатойсько-Керносівської ділянки відбивна здатність вітриніту сягає 2,1–2,4 %. Згідно численних "західних" досліджень природи утворення вторинної пористості в керогені, в межах даної ділянки вона може сягати до 10–40 % простору, який займає кероген (якщо початкові значення водневого індексу варіювали в межах 250–350  $\text{mgHC}^{-1}\text{TOS}$ ) [116, 140].

Серед неоднозначних перспектив, уточнення яких потребує додаткових досліджень, слід відзначити передумови нафтоносності турнейських карбонатно-глинистих та карбонатних керогеновмісних товщ в межах Нехворощанського виступу (центральний сегмент південної прибортової зони ДДз). Ключові невизначеності: вертикальна гетерогенність та мінливість товщини, яка контролюється палео-седиментаційними умовами.

Імовірні перспективи нафтогазоносності керогеновмісних товщ північного заходу південної прибортової частини ДДз пов'язані з девонською міжсольовою та підсольовою товщами. Перспективна ділянка простягається від Гнідинцівського до Прилуцького родовищ. Ключові невизначеності: недостатня вивченість, невідомі петрофізичні, літологічні та геохімічні характеристики.

Імовірні перспективи газоносності можуть бути пов'язані з міжсольовою товщею девону в межах Зачепилівсько-Сагайдацької ділянки. Є передумови прогнозувати аномально високу природну тріщинуватість, яка ймовірно може мати позитивні чи негативні наслідки: сприятиме успішному застосуванню ГРП та позитивно позначиться на газовилученні, чи вже призвела до вторинної міграції вуглеводнів. Ключові невизначеності: недостатня вивченість.

Імовірні перспективи можна пов'язати з нижньосерпуховськими (С-18– С-23) – верхньовізейськими (В-14– В-16) горизонтами, які мають дуже широке розповсюдження. Ці горизонти характеризуються підвищеним вмістом ліптиніто-вітринітової ОР, зафіксованим нафтонасиченням та літологічним складом, сприятливим для застосування ГРП. Ключові невизначеності: невисокий вміст керогену, високий вміст уламкового матеріалу.

Для уточнення геолого-економічної оцінки керогеновмісних товщ південної прибортової зони ДДз рекомендуються наступні дослідження:

- комплекс геохімічних, петрографічних та петрофізичних досліджень зразків кернового матеріалу всіх вищевідзначених ділянок та горизонтів;
- лабораторні визначення нафто- та газонасичення закритої міжзернової пористості та керогенової (органічної) пористості;
- тематичні роботи з інтерпретації геолого-геофізичних даних у комплексі з результатами атмогеохімічних досліджень [18];
- проектування пошукових свердловин з 100% відбором кернового матеріалу з перспективних формацій та його герметизацією;
- геолого-економічна оцінка доцільності видобутку сланцевих вуглеводнів.

## РОЗДІЛ 5. МОДЕЛЬ НАФТОГАЗОВОЇ СИСТЕМИ ПІВДЕННОЇ ПРИБОРТОВОЇ ЗОНИ ДДЗ

### 5.1 Стислий огляд геохронології розвитку південної прибортової зони ДДз.

Вивченню історії тектонічного розвитку і стратиграфічних особливостей ДДз присвячено велику кількість наукових та науково-прикладних робіт. Оскільки предметом вивчення даної роботи є виключно нафтогазова система та її елементи, то при її написанні були використані, як базові, результати робіт Айзенберга Д.Е., Арсірія Ю.О., Кабишева Б.П., Холодних А.Б., Лукіна А.Е., Бенька В.М., Гладуна В.В., Стовби С.М., Ульмішека Дж.Ф. та ін. [1–4, 7, 9, 21, 30, 31, 73, 78, 79, 160] та опублікованих результатів міжнародних симпозіумів зі стратиграфії [101, 158]. В історії розвитку ДДз виділяють 3 основних стадії: перша з них припадає на рифей і характеризується початком інтенсивних тектонічних рухів, які сприяли утворенню найскладнішого елементу Східноєвропейської платформи; друга – на палеозой і поділяється на передрифтовий, рифтовий, пострифтовий етапи; третя – на мезокайнозой, де також виділяється ряд етапів [2–4, 30, 31, 79].

**Передрифтовий етап.** В межах Східноєвропейської платформи до моменту її розколу по глибинних розломах, що утворили рифтогенні структури, був спокійний тектонічний режим, що сприяв прогинанню і накопиченню середньодевонських і ранньофранських відкладів. Територія розповсюдження дорифтових (середньо- і верхньодевонських) відкладів була значно ширша сучасної. Протягом рифтогенезу ці відклади були значною мірою розмиті на бортах басейну та внутрішньо-рифтових виступах фундаменту і збереглися лише в межах територій, що найінтенсивніше прогинались, та ще подекуди вздовж бортів [2–4, 30, 31, 79].

**Рифтовий етап** – це найактивніший тектонічний період, який проявився в мозаїчній будові окремих комплексів, розмаїтті їх літофаціальних характеристик

і товщин, інтенсивній вулканічній активності на території всього рифту, перших проявах соляного тектогенезу. Вкінці цього етапу остаточно сформувались бортові тектонічні розломи. Нинішні товщини девонського рифтового комплексу осадових порід в межах грабену не відображають реальних умов осадонакопичення в девонський період у зв'язку з активною фазою галокінезу та активним перерозподілом сольових мас. Нерівномірність низхідних рухів окремих тектонічних блоків і ділянок Дніпровського грабену обумовила утворення прибортових депресій, що відповідають на північному заході басейну сучасним ділянкам простягання нижнього соленосного комплексу. В періоди седиментації міжсольових відкладів в понижених ділянках цих зон накопичувались слабівдсортовані утворення потужністю до 3 км. На початку пізньофаменського часу проявилось локальне прогинання окремих територій. В цих умовах утворилось декілька мілководних басейнів, де проходило накопичення верхньосоленосних утворень, наявність яких встановлена бурінням. Вони також гарно відображаються на регіональних сейсмічних профілях.

Скидовий характер розривних порушень вказує на переважаючий режим розтягнення в цей період. Розтягнення приводило до утворення локальних напруг і неоднорідностей напруження в товщі осадових порід, що сприяло перерозподілу та рухам пластичних сольових мас нижнього сольового девонського комплексу. Вказані процеси значною мірою вплинули на структурну та літологічну особливості девонських відкладів, що залягають вище за розрізом.

В кінці девону завершується рифтовий етап розвитку ДДз. Під час довгої седиментаційної перерви перед карбоном відбувалося вирівнювання девонського палеорельєфу та одночасний перерозподіл сольових мас. Протягом цього часу сформувалися всі основні тектонічні елементи другого порядку будови регіону (борти, прибортові зони і центральна частина грабену).

Характерною для рифтового етапу розвитку ДДз є інтенсивність вулканічної діяльності під час воронезького і пізньофаменського відрізків геохронологічного часу.

**Пострифтовий етап (C<sub>1t</sub>-P).** Після закінчення рифтового етапу розвитку ДДз на території басейну панує синеклізний характер седиментації [4, 6, 30, 31,79]. Протягом пізнього палеозою і мезозою седиментація не була рівномірною і безперервною, однак домінуюча частина розрізу має рівномірний розподіл по латералі.

Турнейсько-ранньовізейський час в історії ДДз пов'язаний з етапом переходу від рифтового режиму до пострифтового. Відклади турне та нижнього візе нерівномірні за латеральним простяганням, трансгресивно розповсюджені в басейні та подекуди на ділянках бортів. Рухи кристалічного фундаменту не мали значного впливу на осадконакопичення протягом турне і нижнього візе.

Починаючи з пізнього візе процес прогинання басейну з утворенням протяжної синеклізи продовжується. В певні моменти геологічного часу цей процес ускладнювався переривами прогинання та осадконакопичення, короточасними висхідними рухами деяких тектонічних блоків в кінці нижнього візе, на межах раннього і пізнього серпухова, раннього серпухова і башкиру, карбону і ранній пермі [7]. Періоди підйому окремих ділянок басейну чи окремих тектонічних блоків змінювали структурну характеристику і сприяли формуванню тектонічних розломів. В результаті структурна характеристика товщі осадових порід ускладнювалась.

Ранньовізейська фаза тектогенезу продовжувалась біля 6 млн р., мала регіональний характер, а інтенсивність локальних низхідних і висхідних рухів її прояву збільшувалась в південно-східному напрямку [2–4, 30, 31, 79].

Диз'юнктивні рухи блоків фундаменту протягом турнейсько-візейського часу мали вплив на структурну характеристику осадової товщі в тих ділянках басейну, де товща девонської солі мала незначні товщини. Перерозподіл сольових мас і їх нагнітання в сольові подушки мали вирішальний вплив на формування антиклінальних структур, у тому числі в межах південної прибортової зони ДДз[7].

Протягом серпуховської фази тектогенезу значна частина прибортових територій басейну характеризувалась висхідними рухами та розмивом нижньокам'яновугільних товщ, у той час як приосьова зона ДДз продовжувала прогинатися. Для серпуховського часу характерні прояви блокової тектоніки та продовження активного перерозподілу сольових мас. Таке положення справедливе для осьової зони і бортових частин ДДз. При наближенні до Донбасу і його північних окраїн спостерігається інтенсивна порушеність осадового чохла скидами перед пізньосерпуховського закладення [2–4, 7, 30, 31].

Розвиток басейну протягом ранньої пермі почався з інтенсивного підйому територій та інтенсивним розтягуванням осадового чохла. Цей процес сприяв росту сольових структур в прибортових ділянках і в центральній зоні грабену [47]. Інтенсивний перерозподіл солі з девонського підсольового комплексу в ранньопермський басейн проходив одночасно з компенсованим заглибленням палеозойських осадових порід в Дніпровському грабені. Це проявлялось в краматорський час за рахунок активного перетікання сольових мас на поверхню.

**Тріас-четвертинна стадія (Т-Q)** поділяється на чотири етапи: індсько-норійський, юрський, сеноман-маастрихтський та кайнозойський. Тектонічні дислокації цього часу мали переважно плікативний характер. В межах солянокупольних структур формувалися щільні системи тектонічних порушень.

**В контексті тектонічного районування басейну** виділяють *грабен* та *борти грабену*, для яких характерні невеликі товщини редукованих осадових товщ (максимальні сумарні товщини не перевищують 3–4 км) [4, 7, 30]. У тектонічному відношенні вони є найменш активними елементами регіону. В межах *грабену* осадовий чохол досягає максимальних товщин і найбільшої стратиграфічної повноти розрізу. Висока тектонічна активність зумовила формування структур різного порядку переважно південно-західної орієнтації.

Вздовж грабена виділяються *північна та південна прибортові зони і приосьова зона між ними*, які віднесені до структур другого порядку. Прибортові зони представлені монокліналями, що нахилені під кутом від 1 до 60°. Вони є

максимальною тектонічно активними елементами на протязі всієї історії формування регіону. Їм властиві стрімке збільшення товщини відкладів у напрямку приосьової зони, суттєва порушеність докембрійського ложе диз'юнктивами різної амплітуди, активна блокова тектоніка.

**Приосьова зона** – найбільш занурена частина грабена, де зафіксовані максимальні товщини розрізу фанерозою. Для неї характерні найбільші масиви соляних утворень, великі розміри структур низьких порядків. Загальна товщина відкладів на південному сході зони за даними сейсмічних досліджень перевищує 18 км. Локальні підняття, або структури четвертого порядку, це брахіантикліналі, зрідка – куполи, ще рідше – антикліналі. Багатостадійний розвиток западини, наявність трьох соленосних товщ, вулканічна діяльність, блокова тектоніка та значна дислокованість відкладів зумовили суттєву диференціацію будови локальних структур. Серед них є наскрізні і поховані, вторинні і залишкові, конседиментаційні та постседиментаційні [9, 10, 48, 78]. Багато структур четвертого порядку тією чи іншою мірою ускладнені соляним тектогенезом. Формування соляних піднять супроводжується утворенням специфічних систем диз'юнктивних порушень (грабенів просідання, радіальних скидів, просідання приштокових блоків по незгідних кільцевих або сегментних скидах і т.п.). Предметом вивчення даної роботи є південна прибортова зона та прилегла до неї частина приосьової зони ДДз (рис. 5.1).



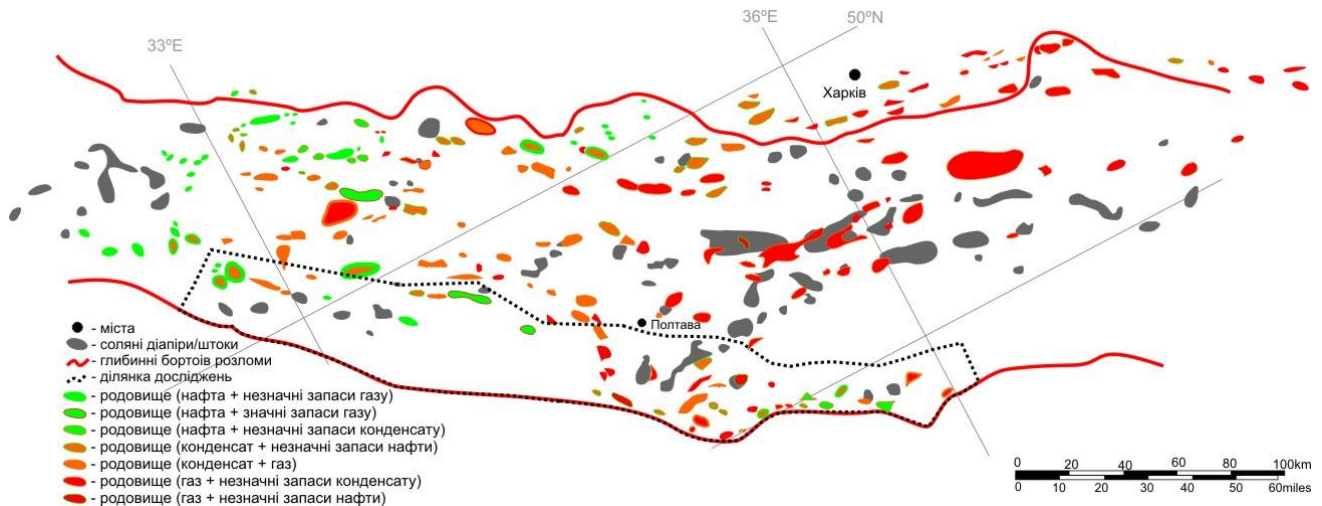


Рисунок 5.1– Схема розміщення родовищ вуглеводнів в ДДЗ із зображенням ділянки досліджень (уточнена автором на основі [21])

## 5.2 Нафтогазоносність і стратиграфічний розподіл покладів вуглеводнів в межах південної прибортової частини ДДЗ.

**Літолого-стратиграфічна схема району досліджень.** За робочу прийнята схема, в якій виділяються наступні основні літо-стратиграфічні комплекси південної прибортової зони ДДЗ [1, 79, 101,158]:

- *підсольовий комплекс* – у стратиграфічному відношенні утворений живетським і ейфельським стратиграфічними комплексами ( $D_{2ef-zv}$ , 393,3–382,7 млнр.) в північно-західній частині басейну, а в межах інших територій верхньофранським семилуцьким горизонтом ( $D_{3fr_3sm}$ , 380,2–375,5 млнр.) та воронезькою світою ( $D_{3fr_3vr}$ , 377,0–378,0 млнр.);

- *нижньосоленосний комплекс* – у стратиграфічному відношенні утворений верхньофранським лівенським та євланівським горизонтами ( $D_{3fr_3ev-lv}$ , 378,8–375,0 млнр.);

- *міжсольовий комплекс* ( $D_{3fm_1zd-el}$ , 372,0–367,0 млнр.)– утворений нижньофаменськими задонським та елецьким горизонтами;

- *верхньосоленосний комплекс* – утворений нижньофаменським єлецьким горизонтом та середньофаменським лебедянським ярусом ( $D_3fm_2dn-lb$ , 367–365 млнр.);

- *надсольовий комплекс* – утворений середньофаменським данково-лебедянським ( $D_3fm_2dn-lb$ ) та верхньофаменськимозерсько-хованським ( $D_3fm_2oz-hv$ ) горизонтом (360,0–359,5 млн р.);

- *карбонатний комплекс* ( $C_{1t}-C_{1v_1}$ , 358,9–346,7 млнр.) – утворений карбонатними породами турне і нижнього візе;

- *верхньовізейсько-серпуховський комплекс* ( $C_{1v_2}-C_{1s}$ , 342,8–323,92 млнр.);

- *комплекс середнього карбону* – утворений московським і башкирським ярусами ( $C_{2b}-C_{2m}$ , 322,8–307,0 млн.р.);

- *верхньо-кам'яновугільний комплекс* ( $C_3$ , 307,0–298,8 млнр.);

- *пермський комплекс* (299,0–284,4 млнр.) – утворений передсольовим ( $P_{1kr}$ ,  $P_{1mk}$ ,  $P_{1sl}$ ) і сольовим ( $P_{1km}$ ) пермськими ярусами ( $P_1$ );

- *тріасовий комплекс* ( $T$ , 251,9–201,3 млнр.);

- *юрсько-крейдовий комплекс* ( $J-K$ , 201,3–66,0 млнр.);

- *палеоген-четвертинний комплекс* ( $P+N+Q$ , 66,0–0 млнр.).

**Стратиграфічний розподіл покладів ВВ південної прибортової зони ДДз.** Автором виконано збір даних, їх систематизацію та аналіз щодо всіх відомих покладів вуглеводнів та нафтогазопроявів в межах південної прибортової зони ДДз. Цей аналіз є необхідним, оскільки відомі поклади ВВ є невід'ємною частиною нафтогазової системи басейну, а результати аналізу потрібні для кореляції відомих покладів з результатами 2D та 3D моделювання.

Домінуюча частка сумарних видобувних запасів нафти і газу в межах південної прибортової зони ДДз пов'язана з відкладами нижнього карбону. Незначна кількість покладів була виявлена у середньокам'яновугільних відкладах ( $C_{2b}$ ,  $C_{2m}$ ) і декілька промислових покладів – у надсольовій товщі девону ( $D_3fm_3dn-lb$ ). Більшість покладів пов'язана з теригенними колекторами, проте значна частина сумарних запасів пов'язана з масивними пастками в карбонатних

колекторах, які поєднують в собі нижньовізейський під'ярус, турнейський ярус та частину озерсько-хованського ярусу надсольової девонської товщі (D<sub>3oz-hv</sub>). Територія досліджень охоплює весь Руденківсько-Пролетарський нафтогазоносний район, в межах якого було відкрито та експлуатується 30 родовищ вуглеводнів, Антонівсько-Білоцерківський нафтогазоносний район та деякі окремі родовища південно-західної частини Глинсько-Розбишівського нафтогазоносного району.

Стратиграфічний розподіл покладів нафти і газу, початкові видобувні запаси відкритих покладів, співвідношення нафти до газу для кожного продуктивного горизонту даються на основі Атласу нафтових і газових родовищ України [5] та за архівними даними ДНВП "Геоінформ України".

**Девонські поклади.** В північній прибортовій зоні в девонських покладах відкрито сім нафтових родовищ – Ясенівське, Сухівське, Західно-Козіївське, Козіївське, Бугруватівське, Голиківське, Радянське. Вони пов'язані з тектонічно-екранованими покладами в надсольових верхньофаменських відкладах (Західно-Козіївське, Ясенівське, Сухівське родовище); літолого-екранованим покладом в брекчії при сольовому куполі (Роменське); покладами ВВ у відкладах міжсольового девону (Бугруватівське, Голиківське); покладами в карбоні та міжсольовим покладом ВВ (Козіївське).

У той же час в межах південної прибортової зони ДДз в покладах девону відоме лише одне нафтогазоконденсатне родовище (Личківське) та два газоконденсатних родовища (Богатойське і Рясківське).

Личківське газоконденсатне родовище представлено 3-ма ізольованими покладами в межах піднятого блоку, оточеному кількома субвертикальними тектонічними порушеннями. Їх сумарні початкові видобувні запаси складають 2,5 млрд м<sup>3</sup> газу і 488 тис. т конденсату (густина конденсату становить 803–819 кг/м<sup>3</sup>, вміст сірки 0,01–0,016 %). Вважається, що поклади були утворені субгоризонтальними міграційними потоками ВВ з глибшої частини басейну з девонських нафтоматеринських товщ.

Протягом ГРР, у тому числі пошукового буріння у 1970–80-х роках було зафіксовано численну кількість ознак нафтогазоносності девонських відкладів в межах південної прибортової зони ДДз (табл. 5.1).

Таблиця 5.1 – Результати випробування перспективних об'єктів (дебіти та нафтогазопрояви) ідентифікованих в девонських відкладах в межах південної прибортової зони ДДз (за архівними матеріалами ДНВП "Геоінформ України")

Родовище (площа) та номер свердловини	Стратиграфіч-наприв'язка, інтервали, м	Результати випробування горизонтів, нафтогазопрояви
Богатойська-5	D <sub>3</sub> fm <sub>3</sub> oz-hv, 4700-4743	Q <sup>8Г</sup> =81,8 тис.м <sup>3</sup> /д (перф.ПКО-89)
Богатойська-11	D <sub>3</sub> fm <sub>3</sub> dn-lb, 5233-5379	Q <sub>Г</sub> ~115 тис. м <sup>3</sup> /д (ВПТ)
Горобцівська-7	D <sub>3</sub> fm <sub>3</sub> zd-el, 4758-4966	Q <sup>6Г</sup> =16,2 тис.м <sup>3</sup> /д,
Горобцівська-7	D <sub>3</sub> fm <sub>3</sub> zd-el, 4827-4955	Q <sub>Г</sub> =25 тис.м <sup>3</sup> /д
Західно-Сагайдацька-1	D <sub>2</sub> fr, 4040-4162	Непромисловий приплив газу
Західно-Сагайдацька-1	D <sub>2</sub> fr, 4484-4492 (5 об'єктів)	Проби газу з конденсатом (ОПН)
Західно-Сагайдацька-1	D <sub>2</sub> fr, 4040-4161 (4 об'єкта)	Проби газу (ОПН)
Зачепилівська-1 і 2	D <sub>3</sub> fm <sub>3</sub> oz-hv, (численні горизонти)	Слабке виділення газу
Зачепилівська-1	D <sub>3</sub> fm <sub>3</sub> zd-el, 2550-2559	Слабке виділення газу
Зачепилівська-412	D <sub>3</sub> fm <sub>3</sub> oz-hv, 2273-2309	Q <sup>4Г</sup> =17,3 тис.м <sup>3</sup> /д,
Левенцівська-4	D <sub>2</sub> fr, 2709-2930, 2443-2456	Факел газу 0,5м
Левенцівська-6	D <sub>3</sub> fm <sub>3</sub> oz-hv, 2718-2762	Факел газу 0,5м
Левенцівська-6	D <sub>3</sub> fm <sub>3</sub> zd-el, 2810-2813	Слабкий приплив газу з водою
Личківська-23	D <sub>3</sub> fm <sub>3</sub> oz-hv, d-lb, 3685-3805	Приплив газоконденсатної суміші, Q=400тис. м <sup>3</sup> /д (ВПТ)
Личківська-24	D <sub>3</sub> fm <sub>3</sub> dn-lb, 3808-3936	Приплив газоконденсатної суміші, Q=133тис. м <sup>3</sup> /д (ВПТ)
Личківська-27	D <sub>3</sub> fm <sub>3</sub> dn-lb, 3833-3855	Q <sup>8Н</sup> = 232,3 м <sup>3</sup> /д, Q <sup>8Г</sup> = 56,7 тис.м <sup>3</sup> /д
Личківська-54	D <sub>3</sub> fm <sub>3</sub> oz-hv, 3765-3780	Q <sup>4Н</sup> =57,6м <sup>3</sup> /д
Личківська-58	D <sub>3</sub> fm <sub>3</sub> dn-lb, 3836-3864, 3794-3831	Q <sup>7Н</sup> =127м <sup>3</sup> /д,
Малосорочинська-8	D <sub>3</sub> fm <sub>3</sub> zd-el, 3225-3310	Нафта, вода з плівкою нафти
Малосорочинська-420	D <sub>3</sub> fm <sub>3</sub> oz-hv, 3180-3356	Запах ВВ у пісковиках і глинах
Мачухська-3	D <sub>3</sub> fm <sub>3</sub> oz-hvv	Q <sub>Г</sub> =10тис.м <sup>3</sup> /д
Миргородська-1	D <sub>3</sub> fm <sub>3</sub> oz-hv, 2644-2651	Слабкий приплив газу і конденсату
Новомиколаєвська-11 (Мочанівське родовище)	D <sub>3</sub> fm <sub>3</sub> oz-hv, 2582-2595	Q <sup>8Г</sup> =40тис.м <sup>3</sup> /д, Q <sub>к</sub> =22м <sup>3</sup> /д

Новомиколаївська площа, свердловини 12, 14, 23, 30–33	D <sub>3</sub> fm <sub>3</sub> oz-hv, численні інтервали	Запах ВВ у керні: пісковики, алевроліти, аргіліти, вапняки
Орчиківська-410	D <sub>3</sub> fm <sub>3</sub> oz-hv, 5180–5300	Q <sup>6</sup> <sub>Г</sub> =7,3тис.м <sup>3</sup> /д
Перещепинська-48	D <sub>3</sub> fm <sub>3</sub> oz-hv, 4126–4130	Q <sub>Г</sub> =0,619тис.м <sup>3</sup> /д, Q <sub>В</sub> =0,23м <sup>3</sup> /д
Пролетарська-15	D <sub>3</sub> fm <sub>3</sub> oz-hv, 3408–3456, 3444–3456	Q <sup>4</sup> <sub>Г</sub> =4,7тис.м <sup>3</sup> /д, Q <sup>6</sup> <sub>Г</sub> =5,7тис.м <sup>3</sup> /д
Решетилівська-43	D <sub>3</sub> fm <sub>3</sub> dn-lb, 3549–3563, 3609–3699	Q <sub>Н</sub> =2,5м <sup>3</sup> /д
Рясківська-441	D <sub>3</sub> fm <sub>3</sub> oz-hv, 5121–5188	Q <sup>5</sup> <sub>Г</sub> =28тис.м <sup>3</sup> /д
Руденківська-10	D <sub>3</sub> fm <sub>3</sub> oz-hv	Q <sub>Г</sub> =0,352тис.м <sup>3</sup> /д
Руденківська-12	D <sub>3</sub> fm <sub>3</sub> oz-hv, 3507–3600	Q <sub>Г</sub> =483 тис. м <sup>3</sup> /д
Солонцівська-1	D <sub>3</sub> fm <sub>3</sub> oz-hv, 3116–3192	Слабкий приплив нафти
Шкурупіївська-3	D <sub>3</sub> fm <sub>3</sub> zd-el, 5300	Викид газу
Сагайдацька-401	D <sub>2</sub> fr, 4297–4405	Приплив розчину, насиченого газом

Нафтогазопрояви представляють значний інтерес, особливо ті, що виявлені в порівняно слабо дислокованих девонських відкладах. Вони підтверджують наявність нафтогазогенеруючих товщ та вказують на безпосередню перспективність горизонтів в межах тієї площі, де вони були встановлені.

Значна кількість задокументованих нафтогазопровів в девонських відкладах була отримана за відсутності структурного фактору для формування покладу вуглеводнів, як наприклад, численні газопрояви та газонасичені зразки керну в межах Новомиколаївської площі.

Були зафіксовані численні некомерційні дебіти ВВ, нафтогазопрояви під час випробування інтервалів, виділених як перспективні за інтерпретацією даних ГДС, та численні нафтогазонасичені зразки керна матеріалу в межах Ісачківської, Колайдинцівської, Новомиколаївської, Матящівської, Котівської, Петрівцівської, Олександрійської, Орельської, Підгорянської, Чапаєвської, Малосорочинської, Юр'ївської площ.

**Поклади нижньовізейського під'ярусу і турнейського ярусу**(табл.5.2). Продуктивні поклади в межах Зачепилівського родовища були виявлені в нижньовізейських продуктивних теригенних горизонтах В-25, 26. Горобцівське родовище включає чотири газоконденсатні поклади, які пов'язані з продуктивним

горизонтом В-26. Раніше згадувалося, що Юр'ївське родовище має газовий поклад В-25.

Таблиця 5.2– Властивості нафти продуктивних горизонтів серпуховського, візейського і турнейського ярусів родовищ південної прибортової зони ДДз

Родовище	Прод. горизонт	Густина пласт., кг/м <sup>3</sup>	Густина дегаз., кг/м <sup>3</sup>	В'язкість пласт., мПас	В'язкість дегаз., мПас	Вміст парафінів, %	Вміст смол, %	Вміст асфальтенив, %	Вміст сірки, %
Голубівське	С-2-3	789	844	3,25	7,82	6,39	7,58	0,122	0,077
Решетняківське	С-2-3-4	692–705		1,149–0,8		8,35–2,5		0,16–0,33	0,13–0,52
Новогригорівське	С-5-6	666		0,6		4,58–5,62	2,59–1,5	0,08	0,44
Зачепилівське	С-6	784		3,09–4,11		3,87–6,57	2,9–3,44	0,26–0,31	0,070–0,15
Сагайдацьке	С-7	842		7,4		4,49	2,6	0,18	
<b>Медіана С1s2</b>		<b>786,5</b>	<b>844</b>	<b>3,25</b>	<b>7,82</b>	<b>5,0</b>	<b>2,9</b>	<b>0,18</b>	<b>0,225</b>
Кибинцівське	С-16	861,3		15–22		4,18	9,32	0,22	0,52–0,67
Зачепилівське	С-19	781		2,69–2,91		4,02–7,72	2,49–2,9	0,05–0,14	0,05–0,07
Новогригорівське	С-20-21					6,39–8,5	4,6	0,07–0,11	0,05
Юр'ївське	С-21	873,5		3,56		8,02	14,19		0,54
<b>Медіана С1s1</b>		<b>861,3</b>		<b>3,56</b>		<b>5,0</b>	<b>6,96</b>	<b>0,18</b>	<b>0,295</b>
Східно-Новоселівське	В-16	725	829,5	0,56	6,27	5,3	6		0,068
Лиманське	В-19	689	831	3,14	6,2	2,5	4,14	0,0157	0,06
Лиманське	В-19	753	826	1,87		1,94	2,7	0,04	0,06
Кременівське	В-21		812	2	4,75	4,3–6,21	5,47–5,93	0,50–0,81	0,129–0,153
<b>Медіана С1v2</b>		<b>725</b>	<b>827,75</b>	<b>1,935</b>	<b>6,2</b>	<b>3,9</b>	<b>4,92</b>	<b>0,04</b>	<b>0,064</b>
Гнатівське	Т-2-3	744–788	840–878			7,88–9,7	3,4–9,4		0,13–0,89
Новомиколаївське (Мочанівське)	Т-3	663,7	818,7	0,26	6,41	4,77	4,2	0,07	0,073
<b>Медіана С1t</b>		<b>663,7</b>	<b>818,7</b>	<b>0,26</b>	<b>6,41</b>	<b>6,635</b>	<b>5,6</b>	<b>0,07</b>	<b>0,0865</b>
Личківське	Д-2-3	580	803,2–819,1	0,31		18,51–13,2	0,64–0,99		0,016–0,01

Карбонатні літологічно-обмежені резервуари Руденківського родовища в нижньовізейському під'ярусу містять поклади В-21–В-24 (0,6 млрдм<sup>3</sup>), В-25 (2

млрд м<sup>3</sup>), В-26 (3,6 млрдм<sup>3</sup>) та в турнейському ярусі Т-1 і Т-3 (20 млрдм<sup>3</sup>). Мачухське газоконденсатне родовище сформоване глибокою антиклінальною структурою з декількома карбонатними і теригенними резервуарами в продуктивних горизонтах Т1–Т3 (10 млрдм<sup>3</sup>). Гнатівське родовище включає масивний нафтовий поклад В-26–Т-2 (2600 тис.т нафти + 5 млрдм<sup>3</sup> газу) і Т-3 (210 тис.т нафти). Густина нафти 840–878 кг/м<sup>3</sup>, вміст парафінів 7,88–9,70%, бітумів 5,49–9,40%, сірки 0,13–0,89%. Основний резервуар є масивним рифом (В-26–Т-2) в карбонатній платформі з декількома резервуарами зі складною пористо-кавернозною і природно-тріщинуватою системою пористості Мочанівське (Новомиколаївське) нафто-газоконденсатне родовище включає теригенні резервуари Т-2 (2 млрдм<sup>3</sup>) і Т-3 (3,2 млрдм<sup>3</sup>). Нижній резервуар Т-3 (300 тис. т) містить нафту (густина 818,7 кг/м<sup>3</sup>, в'язкість 6,41 м<sup>2</sup>/с, вміст парафінів 4,77%, бітумів 4,2%, сірки 0,073%). Дмухайлівське родовище включає єдиний газоконденсатний поклад в горизонті Т-1 з найбільш ймовірним джерелом генерації ВВ в девоні. Тільки один газоконденсатний резервуар на Рясківському родовищі був виявлений в горизонті Т-4 (1,6 млрдм<sup>3</sup>). Богатойське газоконденсатне родовище є найбільшим родовищем в південно-східній частині південної прибортової зони ДДз. Його газоконденсатні поклади Т-2а (3,0 млрдм<sup>3</sup>), Т-2Б (2,7 млрдм<sup>3</sup>), Т-3 (0,6 млрдм<sup>3</sup>) пов'язані з природно-тріщинуватими, пористо-кавернозними колекторами в 600-метровій непроникній карбонатній платформі. Девонський горизонт Д-1 включає газоконденсатний поклад (0,3 млрдм<sup>3</sup>), що був виявлений на Богатойському родовищі.

**Поклади верхньовізейського під'ярусу.** До верхньовізейських відкладів приурочені Лиманське, Юр'ївське, Кременівське, Малосорочинське і Селюхівське родовища. Лиманське родовище має тільки один нафтовий резервуар в продуктивному горизонті В-19 (263 тис.т). Юр'ївське родовище включає поклади "сухого газу" у верхньовізейських горизонтах (В-15, В-15а, В-16, В-21, 22, 23), один нижньовізейський поклад В-25 і турнейський Т-1 (2,9 млрдм<sup>3</sup>). Нафта міститься тільки в горизонті С-21 (262 тис.т). Кременівське родовище включає резервуари в гор. В-16–19, також декілька покладів в розрізі С<sub>1</sub>С<sub>2</sub>-С<sub>1</sub>С<sub>1</sub>, і найбільші

поклади в продуктивному горизонті В-20–21 (4,7 млрдм<sup>3</sup>). Малосорочинське і Селюхівське нафтогазові родовища розташовані в північно-західній частині південної прибортової зони ДДз. Малосорочинське родовище має незначні скупчення газу в горизонтах В-19, 20, 23 і основний поклад нафти в горизонті В-22 (350 тис. т), нафтовий поклад В-23 (370 тис. т), пов'язаний з літологічно-обмеженою пасткою. Густина нафти становить 851 кг/м<sup>3</sup>, її в'язкість 14,17–18,8 м<sup>2</sup>/с.

**Поклади нижньосерпуховського під'ярусу.** Висока концентрація покладів газу спостерігається в продуктивних горизонтах С-15 і С-19–22, а покладів нафти – в горизонтах С-20–С-21. Найбільший резервуар конденсату Новогригорівського НГК родовища в продуктивному горизонті С-20 (1500 тис.т, густина 628–666 кг/м<sup>3</sup>, в'язкість 0,5 мПа·с). Юр'ївське родовище має численні газоконденсатних поклади в розрізі С<sub>1</sub>С<sub>2</sub>-С<sub>1</sub>В<sub>2</sub>-С<sub>1</sub>т з найзначнішим покладом в турне і єдиним резервуаром нафти в горизонті С-21 (262 тис.т нафти, густина нафти 873,5 кг/м<sup>3</sup>, вміст парафінів 8,02%, вміст смол 14,19%, вміст сірки 0,54%). Кибинцівське та Радченківське нафтогазові родовища розташовані в північно-західній частині південної прибортової зони ДДз. Кибинцівське родовище включає резервуари нафти в горизонті С-15 (160 тис.т) і С-16 (50 тис.т) з густиною нафти 850 кг/м<sup>3</sup>. Радченківське родовище має нафтові поклади в гор. С-14, 15, 16, 20 (265 тис.т) і кілька газових резервуарів в тріасі І-2, 3, 4 (2,5 млрдм<sup>3</sup>).

**Поклади верхньосерпуховського під'ярусу.** Продуктивні резервуари Абазівського газоконденсатного родовища С-5, 6 (33 млрдм<sup>3</sup> газу, 2,2 млн т конденсату) накопичені в пастці в формі структурного носу і монокліналі, обмеженої з боків розломами з амплітудою 70–200 м.

Решетняківське нафтове родовище включає значні поклади нафти в горизонтах В-13 (85 тис.т) і С-2–4 (600 тис.т) легкої нафти з конденсатом (густина 692 кг/м<sup>3</sup>). Його резервуари пов'язані зі структурними пастками, утвореними соляним штоком і субвертикальними тектонічними порушеннями; пастка сформувалась у ранньопермський час.



Зачепилівське нафтогазоконденсатне родовище включає найбільш значні поклади нафти в продуктивних горизонтах С-6, С-9а, 9Б (327 тис.т, густина нафти 781–784 кг/м<sup>3</sup>, в'язкість 2,69–3,09 мПа·с) і численні газові резервуари в розрізі верхнього візе.

Левенцівське газоконденсатне родовище включає поклади газу Б-12, С-3–5, С-15, С-16. Богатойське газоконденсатне родовище включає газоконденсатні поклади, пов'язані з літологічними пастками С-1 (1,7 млрдм<sup>3</sup>) і С-2 (2,4 млрдм<sup>3</sup>) з основними газоконденсатними покладами в турнейській карбонатній формації. Поклади С-1, С-2 Богатойського родовища знаходяться на піднятті у формі носу поруч з глибоко зануреною частиною басейну.

Радченківське нафтогазове родовище знаходиться в північно-західній частині південної прибортової зони ДДз і має значні поклади нафти в горизонтах С-5, С-7, С-9 (691 тис.т, густина 830–832 кг/м<sup>3</sup>, в'язкість 6,9–9,0 м<sup>2</sup>/с).

**Поклади башкирського ярусу** (табл.5.3). Нафтові і газові резервуари в межах Суходолівського родовища були виявлені у відкладах башкирського ярусу та верхньосерпуховського під'ярусу, із найбільшими покладами в продуктивних горизонтах Б-12 (3 млрд м<sup>3</sup> газу, 264 тис. т конденсату) і Б-5 (233 тис. т нафти). Нафта в покладах Б-5, В-11, В-12А, В-13а, схожа за компонентним складом і, вірогідно, генерувалася одним джерелом. Про це свідчить близький вміст парафінів, бітумів, сірки. Однак, нафта з резервуару Б-11 відрізняється більшою густиною (682 кг/м<sup>3</sup> проти 840–844 кг/м<sup>3</sup>) і відповідає легкій нафті, утвореній у серпуховських материнських породах.

Основний продуктивний поклад Розумівського газоконденсатного родовища пов'язаний з продуктивним горизонтом Б-12 (3,3 млрд м<sup>3</sup> + 180 тис. т конденсату), інші другорядні поклади – с горизонтами М-1 і С-4. Основний резервуар Б-12 пов'язаний з башкирською карбонатною плитою (Б-10), яка є ідеальним флюїдоупором та обмежує субвертикальну міграцію ВВ. Згідно результатів

3D моделювання, газоконденсатний резервуар В-12 був заповнений із зрілих материнських порід в процесі субгоризонтальної міграції ВВ з більш заглиблених ділянок басейну.

Таблиця 5.3–Властивості нафт покладів продуктивних горизонтів московського і башкирського ярусів родовищ південної прибортової зони ДДз

Родовище	Прод. горизонт	Густина пласт., кг/м <sup>3</sup>	Густина дегаз., кг/м <sup>3</sup>	В'язкість пласт., мПа·с	В'язкість дегаз., мПа·с	Вміст парафінів, %	Вміст смол, %	Вміст асфальтенів, %	Вміст сірки, %
Сагайдацьке	М-2	896-908		90-119		1,26-2,75	6,4-10,1	0,23-0,45	0,71
Новогригорівське	М-8					2,87	2,72	0,09	0,07
Суходоїлівське	Б-11	626,7	682	1,55	9,2	3	2,1	0,13	0,03
Кибинцівське	Б-12	850		20,8		5,2	0,8		0,59
Кременівське	Б-12		784	1,1	2,67	2,6	1,8	0,24	0,047
Пролетарське	Б-12	884	890,1	5,06		3,73	4	0,25	0,018
Суходоїлівське	Б-12а, Б-13а		840		11,4	8	1,6	0,02	0,02
Новогригорівське	Б-13					6,21		0,05	0,03
Решетняківське	Б-13	747		0,95		0,59-0,78		0,107	0,01-0,15
Суходоїлівське	Б-5		840	8,4		3,2	1,7		0,04
Кременівське	Б-8		831		9,42	4,1	4,05	0,35	0,13
Новогригорівське	Б-8					2,57		0,72	0,05
<b>Медіанне значення С<sub>2b</sub></b>		<b>798,5</b>	<b>835,5</b>	<b>3,305</b>	<b>9,31</b>	<b>3,465</b>	<b>1,8</b>	<b>0,185</b>	<b>0,0435</b>

Кременівське нафтогазоконденсатне родовище пов'язане з антиклінальною структурою і включає поклади газу в більшості башкирських, серпуховських і верхньовізейських продуктивних горизонтів (В-8, В-12, С-3, 4, С-11-14, 21, 22, В-16-19) із найбільш значним покладом В-20, 21 (4,7 млрд м<sup>3</sup>). Нафта була виявлена в покладах Б-8 і Б-12 (176 тис. т) і В-20, 21 (156 тис. т). Нафти покладів Б-8 і В-20, 21 аналогічні за густиною (818,7 кг/м<sup>3</sup>), в'язкістю (9,42 м<sup>2</sup>/с), вмісту парафінів (4,1-6,21 %), бітумів (4,05-5,93 %), асфальтенів (0,35-0,81 %), сірки (0,129-

0,153 %); нафта покладу Б-12 меншої густини ( $784 \text{ кг/м}^3$ ) з в'язкістю  $2,67 \text{ м}^2/\text{с}$ , вміст парафінів 2,46 %, смол 1,8 %, асфальтенів 0,24 %, сірки 0,047 %.

Новоселівське родовище включає газоконденсатні поклади в В-5, В-10, В-11, С-4 з найзначнішим Б-12. Західно-Новоселівське газоконденсатне родовище включає продуктивні горизонти Б-1, 2, Б-5, 6, Б-11, 12, С-7, 13, С-15U, С-15L, С-19, С-21, В-14, В-16 із найбільшими покладами в Б-12 і С-19. Західно-Голубівське родовище включає газові резервуари в горизонтах Б-4 і Б-5. Левенцівське газоконденсатне родовище включає поклади газу в продуктивних горизонтах Б-12, С-3, 4, 5 та С-15, 16.

**Поклади московського ярусу.** Всього декілька промислових покладів було виявлено у відкладах московського ярусу. В межах Новогригорівського нафтового родовища було відкрито нафтовий поклад в продуктивному горизонті М-8 (350 тис.т.). Дані щодо густини нафти та в'язкості відсутні, проте є відмінність у вмісті парафінової складової у нафті московського, башкирського і серпуховського ярусів: М-8/В-8 (2,87/2,57%), В-13 (6,21%), С-5, 6 (4,58–5,62%) і С-20, 21 (6,39–8,50%). Інший значний поклад газу було виявлено на Пролетарському родовищі (М-7 –  $2,4 \text{ млрд м}^3$ ). Пролетарське родовище має численні резервуари газу у відкладах від С<sub>2m</sub> до С<sub>2b</sub> (М-7 –  $2,4 \text{ млрд м}^3$ ; Б-5, 8, 9, 10, 12 –  $12 \text{ млрд м}^3$ ), С-15, 21, В-15в, В15н, В16 –  $3 \text{ млрд м}^3$ ). В північно-західній частині досліджуваної території Сагайдацьке нафтове родовище має невеликий нафтовий поклад в гор. С-7; основна частина видобувних запасів нафти родовища пов'язана з московським покладом М-2 (400 тис.т).

**Висновки і результати.** В результаті виконаного аналізу встановлених запасів та виявлених родовищ нафти і газу розроблено схему стратиграфічного розподілу промислових покладів вуглеводнів в межах південної прибортової зони ДДз (рис.5.2).

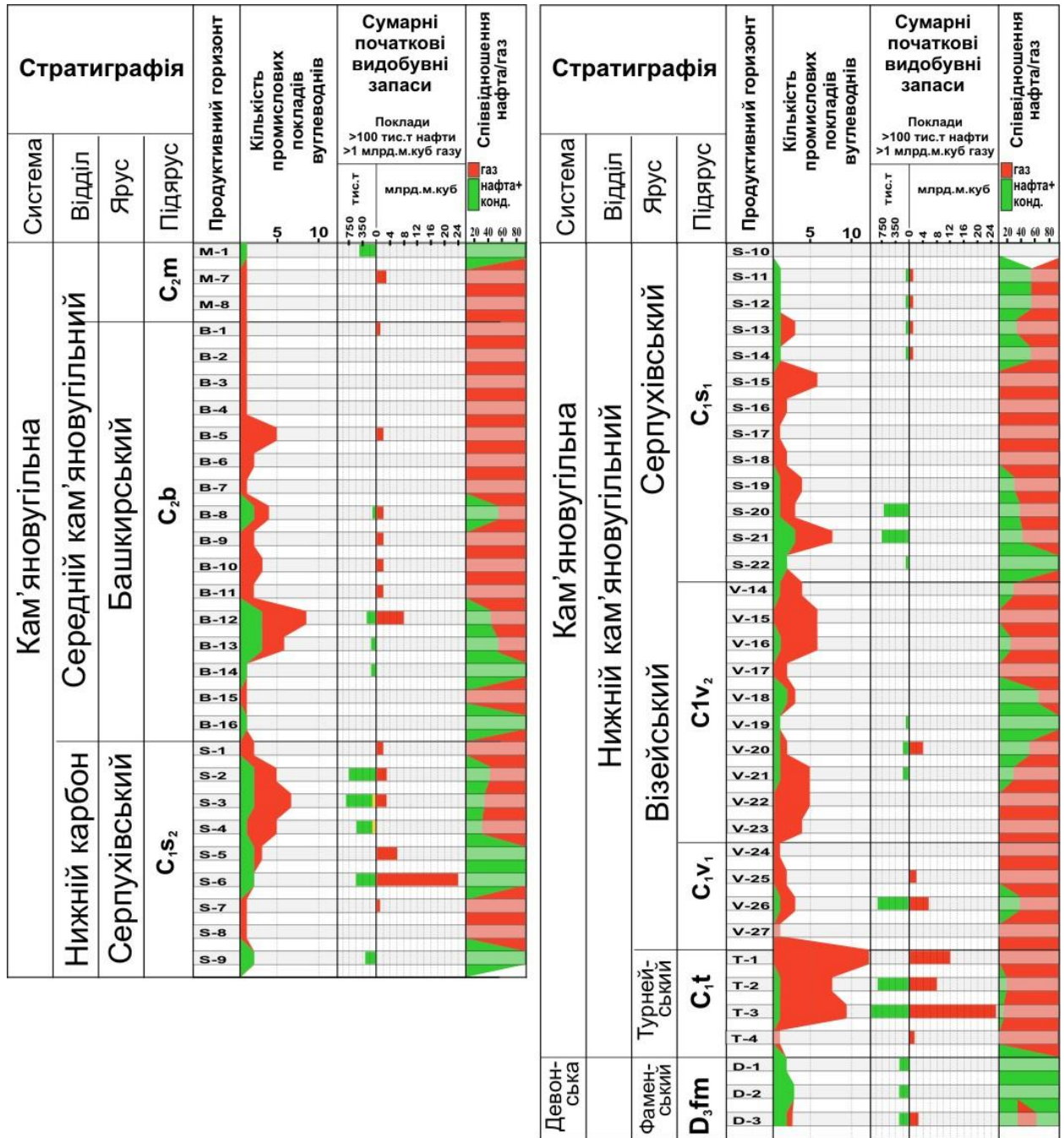


Рисунок 5.2–Стратиграфічний розподіл відомих покладів вуглеводнів та їх початкових видобувних запасів в межах південної прибортової зони ДДз (результати автора)

Особливості стратиграфічного розподілу виявлених покладів ВВ, враховуючи сумарні початкові видобувні запаси та компонентний склад нафт, дозволяють зробити наступні висновки.

Девонська секція включає одне відкрите газоконденсатне родовище та декілька продуктивних покладів в надсольових відкладах девону. Нафта Личківського родовища характеризується вмістом парафінів значно вищим у порівнянні з нафтою покладів кам'яновугільного розрізу. Аналогічна тенденція спостерігається в межах північно-прибортової зони ДДз та підкреслюється значною відмінністю густини нафт у девонських та кам'яновугільних резервуарах (густина нафти  $C_{1v2}$  913–967 кг/м<sup>3</sup>, а  $D_{3fm}$  – 840,0–859,4 кг/м<sup>3</sup>).

Наявність численних нафтогазопроявів, комерційних та некомерційних дебітів ВВ дозволяє зробити висновок щодо перспективності девонських відкладів щодо промислової нафтогазоносності. Немає сумнівів щодо продуктивності надсольової товщі ( $D_{3fm3oz-hv}$  та  $D_{3fm3dn-lb}$ ) у зв'язку з відкритими родовищами, та промисловими покладами ВВ, що корелюється з девонським розрізом в межах північної прибортової зони ДДз. Міжсольова та підсольова товщі характеризуються меншою кількістю нафтогазопроявів, проте їх наявність вказує на перспективу відкриття покладів та родовищ.

Турнейська секція характеризується найвищою концентрацією газоконденсатних покладів, значними нафтовими покладами та найвищими значеннями сумарних видобувних запасів нафти і газу. Вміст смол і асфальтенів в нафті турнейського ярусу вищий в порівнянні з верхньо- і нижньосерпуховськими покладами. Враховуючи найвищий вміст смол і асфальтенів в девонських нафтах Личківського родовища слід відмітити можливість імовірного змішування нафти турнейського і девонського походження в турнейських резервуарах.

Карбонатна платформа нижньовізейського під'ярусу не містить продуктивних, окрім масивних, нафтових покладів, пов'язаних з рифовими утвореннями, що об'єднують комплекси  $C_{1v1}+C_{1t}$ . Декілька незначних покладів було виявлено у підплитових теригенних горизонтах В-25, 26.

Верхньовізейський під'ярус характеризується високою концентрацією покладів газу у всіх продуктивних горизонтах. Більшість покладів вміщує "сухий

газ" з низьким конденсатним фактором. Скупчення нафти були виявлені в продуктивних горизонтах В-16 і В-19 (в двох родовищах з "поодинокими покладами"). Ще декілька покладів нафти в продуктивних горизонтах В-19, 20, 23 виявлені в північно-західній частині південної прибортової зони ДДз.

Значна частина покладів нижнього серпуховського під'ярусу пов'язана з двома поверхами нафтогазонакопичення: продуктивним горизонтом С-15 і продуктивними горизонтами С-19-20-21 з найвищою концентрацією виявлених покладів ВВ в горизонті С-21. Найбільш значущі відкриті нафтові поклади асоціюються з продуктивними горизонтами С-20, 21, проте концентрація дрібних покладів газу значна у всіх горизонтах нижньосерпуховського під'ярусу. Виявлені скупчення нафти в продуктивних горизонтах С-20, 21 містять легку нафту з конденсатом (низький вміст смол і асфальтенів, медіанне значення густини нафти  $827,8 \text{ кг/м}^3$ ).

Основна частина верхньосерпуховських покладів ВВ і сумарних початкових запасів ВВ пов'язана з горизонтами С-2, 3, 4. Співвідношення нафта-газ близьке до рівносильного. Всі виявлені нафтові поклади заповнені нафтою, схожою за компонентним складом з нафтою нижньосерпуховських і башкирських покладів.

Більшість покладів і початкових запасів башкирського ярусу пов'язана з горизонтами Б-12, 13, що підстеляють башкирську карбонатну плиту (Б-10). В декількох випадках поклади горизонтів Б-12 та Б-11 заповнені легкою нафтою і конденсатом (низька густина до  $682\text{--}784 \text{ г/см}^3$  і низька в'язкість). Склад та властивості нафти в башкирських горизонтах схожі з серпуховським покладом. Два високопродуктивні поверхи нафтогазонакопичення: горизонти Б-5 з газовими скупченнями і Б-8 з рівним співвідношенням нафта-газ.

Незначну кількість покладів ВВ виявлено в московських відкладах.

### **5.3. 1D моделювання історії заглиблення осадових комплексів, термальної зрілості керогеновмісних порід та визначення геохронології генерації вуглеводнів.**

**Вхідні дані та обрані алгоритми для створення 1D, 2D, 3D моделей.** Для створення 1D і 3D моделей були використані данні термальної зрілості керогеновмісних порід та вугілля попередніх дослідницьких груп [5, 26, 28, 29, 63, 64, 65, 135]. Протягом декількох десятиків років Іванова А.В. вивчала аншліфи вугілля і вуглистих літофацій в ДДз. В каталозі Іванової А.В. кількість замірів відбивної здатності вітриніту сягає 2700 значень в межах Донецького вугільного басейну і ДДз[26]. Окрім того, були використані дані щодо термальної зрілості порід з робіт Михайлова В.А. [60]. Також використовувались дані лабораторного визначення термальної зрілості порід з робіт австрійського колективу гірничого університету Леобден [133, 135, 136, 146,]. Були використані дані з дисертаційної роботи Кабишева Ю.Б. щодо термальної зрілості порід, вмісту та властивостей органічної компоненти [29]. Ці дані були використані автором в дослідженні для моделювання трансформації нафтогазоматеринських порід під впливом теплового потоку Землі. Відомості щодо стратиграфічного розподілу керогеновмісних порід і вугільних пластів в межах південної прибортової зони ДДз є результатом роботи автора та викладені в розділі 4. Відомості щодо нафтогазонакопичення та стратиграфічного розподілу колекторів викладені в попередніх розділах і наведені на рис.5.2. Структурні особливості, глибини залягання осадових комплексів та окремих продуктивних горизонтів, стратиграфічні межі між ними були визначені з робіт та карт опублікованих попередніми дослідниками та дослідницькими колективами [2–4, 6, 8, 75, 80]. Літологічні характеристики стратиграфічних комплексів, окремих формацій, продуктивних горизонтів та перекриваючих їх трансгресивних товщ були визначені з результатів попередніх системних досліджень та уточнювались за допомогою аналізу каротажних кривих [1–4, 6, 9, 30, 31, 48, 50, 70].

Історія заглиблення керогеновмісних порід і моделювання генерації вуглеводнів (1D) були виконані для 47 свердловин в межах південної прибортової зони ДДз(рис. 5.3, 5.4).

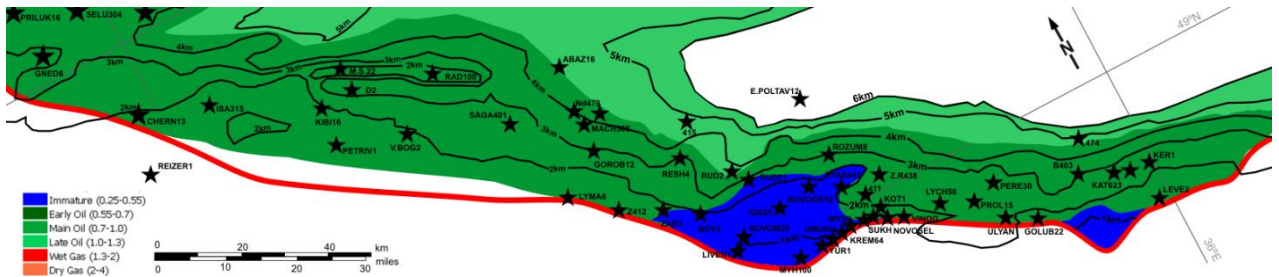


Рисунок 5.3– Карта-схема термічної зрілості порід по поверхні серпуховського ярусу південної прибортової зони ДДз

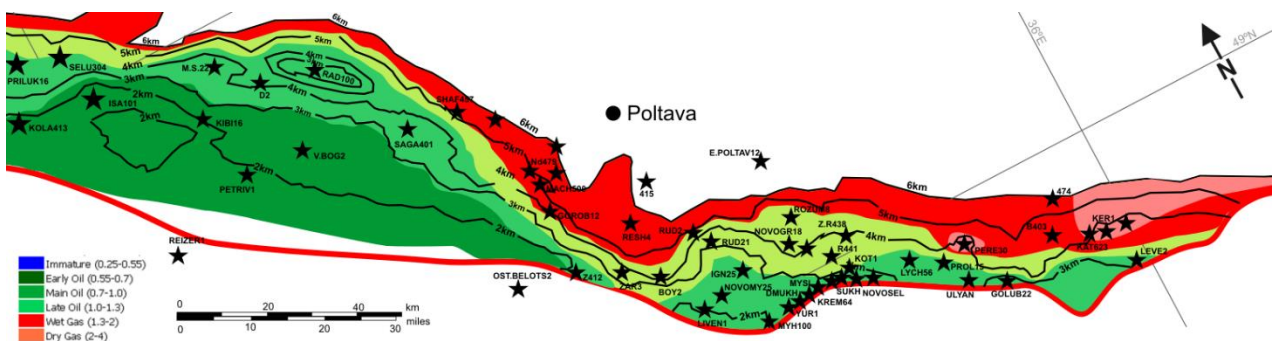


Рисунок 5.4– Карта-схема термічної зрілості порід по поверхні девону південної прибортової зони ДДз

Моделювання історії осадконакопичення виконувалось відповідно до відомих меж стратиграфічних комплексів, відомостей щодо перерв в осадконакопиченні, розмивів певних комплексів під час інверсій, викликаних регіональними тектонічними подіями-етапами, чи періодами активного галокінезу [1, 5, 73]. Для створення 1D моделей збільшення термальної зрілості порід, спричиненої збільшенням температури та відповідної генерації вуглеводнів, були застосовані кінетичні алгоритми, розроблені та опубліковані в 1990 р.[154]. Автором були взяті до уваги результати наукових робіт Евдощука М.І. та ін. щодо прогнозування нафтогазоносності стратиграфічних комплексів ДДз на основі міграційно-



осадової теорії утворення ВВ [24,27]. Результати 1D моделювання по свердловинах Шебелинська-800, Кисівська-491, Горобіївська-360 дослідницькою групою австрійського Гірничого університету (Applied Geosciences and Geophysics, Montanuniversitaet Leoben) визначили інтенсивність теплового потоку в різні періоди розвитку ДДз. В період раннього розвитку рифту з середнього девону до середини візейського періоду інтенсивність складала близько 90–95 мВт/м<sup>2</sup>, з середини візе до тріасу включно – близько 60–75 мВт/м<sup>2</sup>, з юрського періоду до початку неогену – 35–50 мВт/м<sup>2</sup>[135].

Для приосьової зони ДДз запропоновано модель, відповідно до якої інтенсивність теплового потоку є незмінною з візейського періоду до неогену на рівні 45 мВт/м<sup>2</sup>. Відповідно до власних результатів 1D моделювання, інтенсивність теплового потоку ближче до приосьової зони ДДз була у девоні та ранньому карбоні на рівні 80 мВт/м<sup>2</sup>, в пізньому карбоні – на рівні 50 мВт/м<sup>2</sup>; після перського часу зменшилась до 30 мВт/м<sup>2</sup>. Ці результати були отримані при 1D моделюванні по свердловині Східно-Полтавська-12. Її фактична глибина дорівнює 6750 м, й була умовно поглиблена до кристалічного фундаменту (рис. 5.5). Межі стратиграфічних горизонтів визначені за даними сейсмозв'язки. Для моделювання кожному стратиграфічному комплексу були обрані літологічні характеристики з відповідними характеристиками теплопровідності порід. Модель зміни відбивної здатності вітриніту з глибиною корелювалась з даними визначення відбивної здатності вітриніту на зразках керну. Слід відмітити, що в результаті створення 1D моделей заглиблення і термального дозрівання керогеновмісних порід для 43 свердловин південної прибортової зони – інтенсивність палео-теплового потоку збільшується в напрямку південного регіонального розлому ДДз. Всі створені моделі калібрувалися з результатами лабораторних визначень відбивної здатності вітриніту (рис. 5.6).

На прикладі 1D моделі св. Шедіївська-486 (рис. 5.7) інтенсивність теплового потоку у девоні була на рівні 80 мВт/м<sup>2</sup>, змінювалась у ранньому карбоні від 80

до 60 мВт/м<sup>2</sup>, протягом середнього і пізнього карбону складала 60 мВт/м<sup>2</sup> і з триасу до неогену складала близько 40 мВт/м<sup>2</sup> (рис. 5.8).

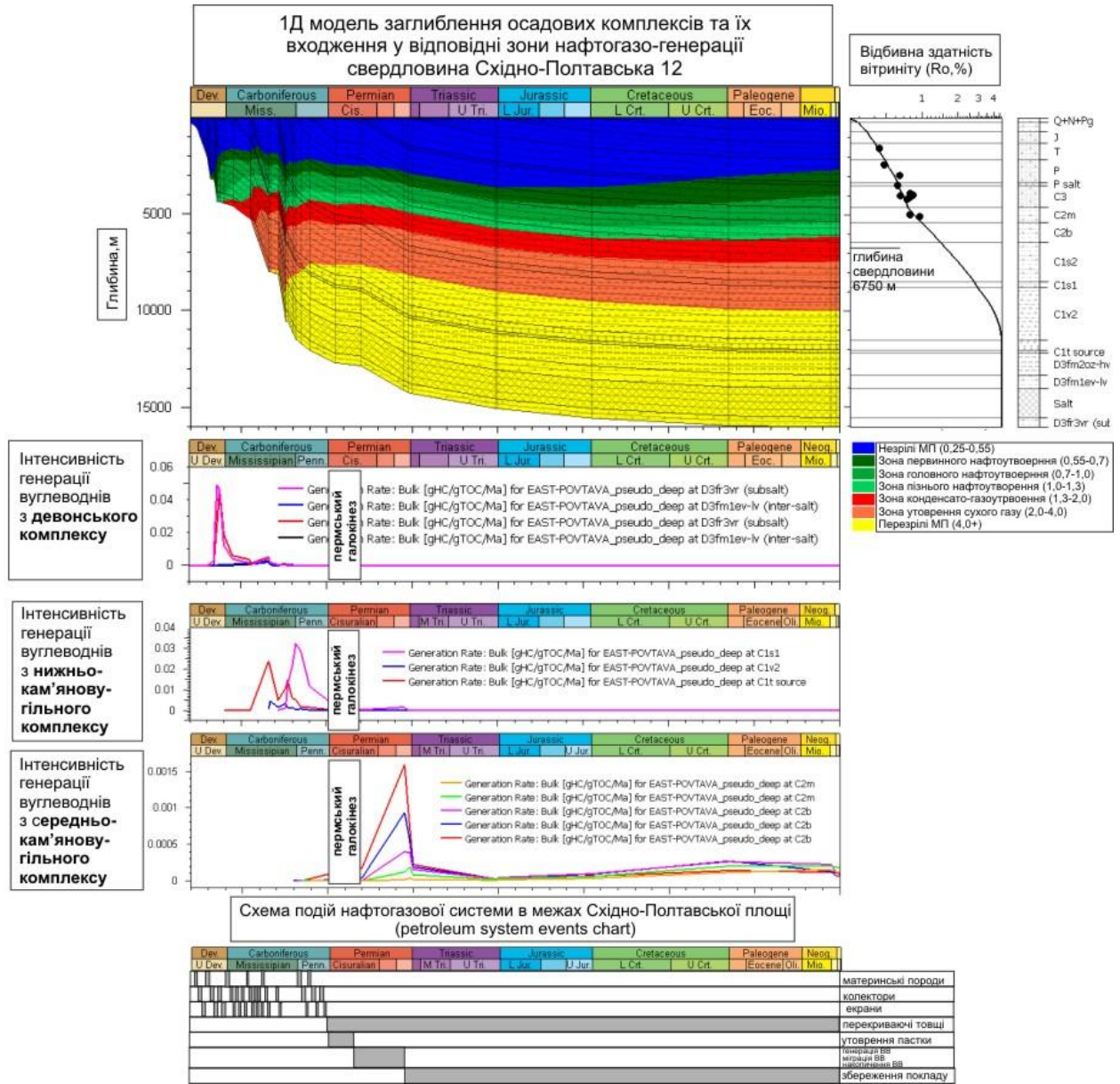


Рисунок 5.5 – Зображення результатів 1D моделювання на прикладі свердловини Східно-Полтавська-12, штучно поглибленої до кристалічного фундаменту. Інтенсивність генерації вуглеводнів вимірюється в грамах утворених вуглеводнів на грам органічного вуглецю материнських порід протягом одного мільйону років

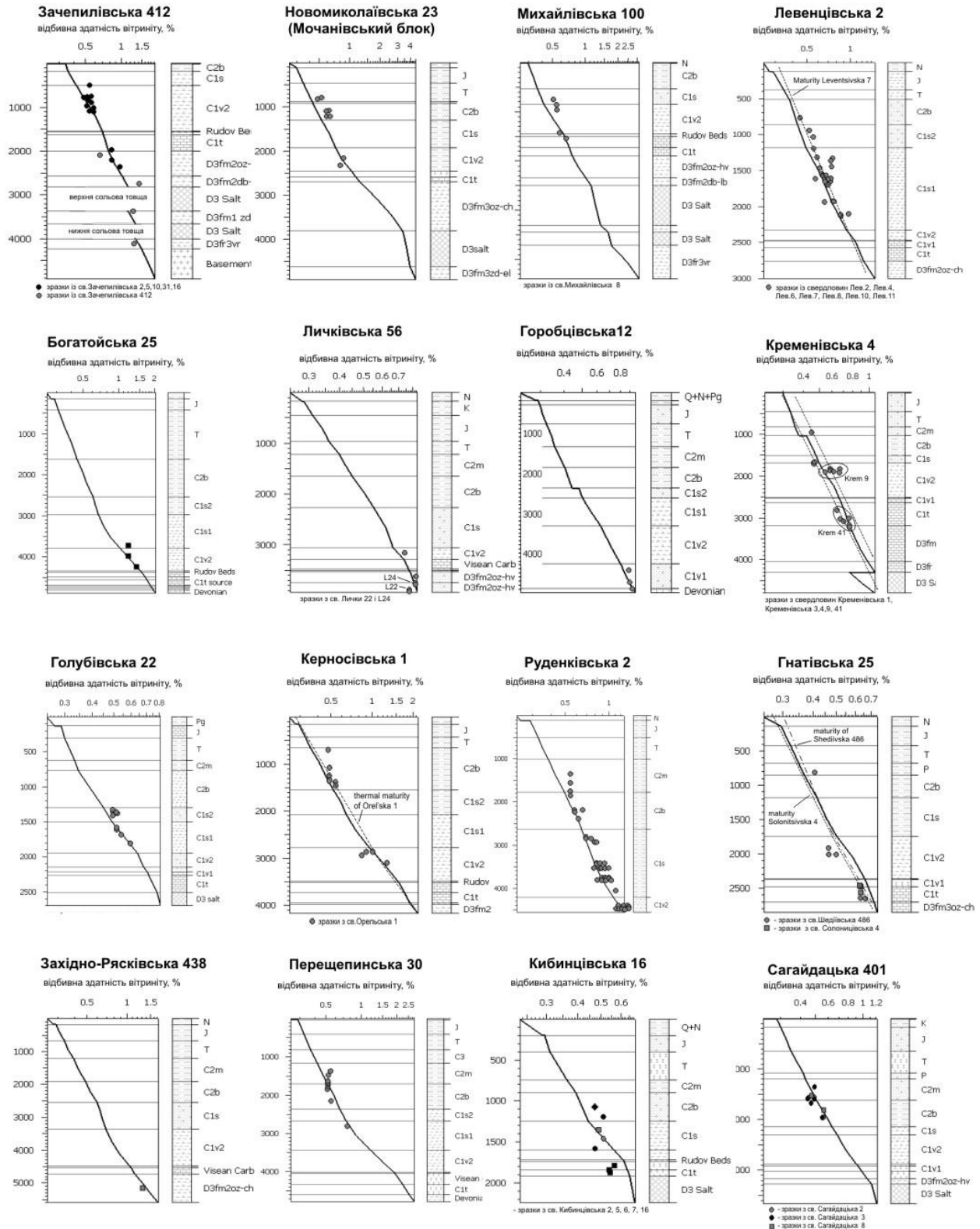


Рисунок 5.6– Результати калібрування термальної зрілості осадових комплексів з результатами лабораторних визначень відбивної здатності вітриніту. Наведено 1D моделі 16 свердловин уздовж південного борту ДДз

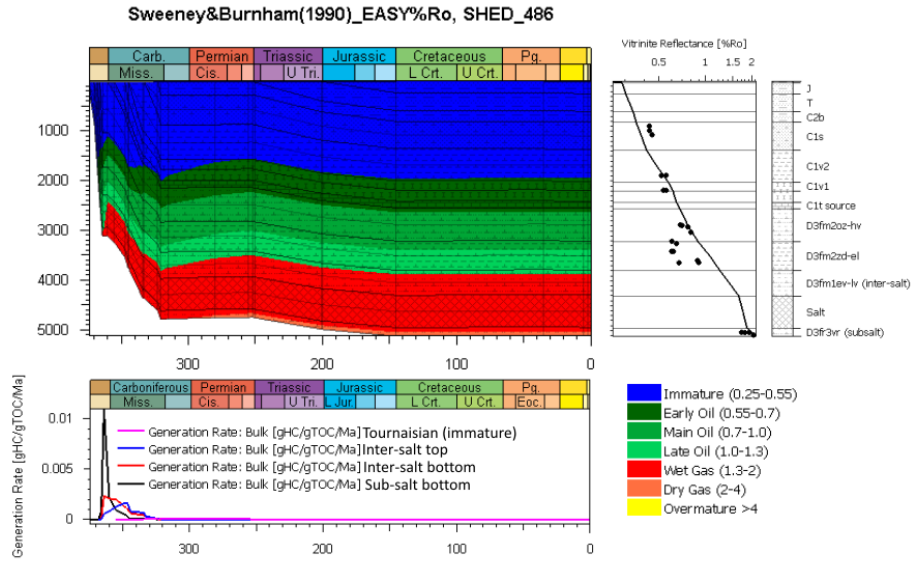


Рисунок 5.7—Модель (1D) термічної зрілості, історія заглиблення осадових комплексів і інтенсивності генерації вуглеводнів в розрізі св. Шедіївська-486

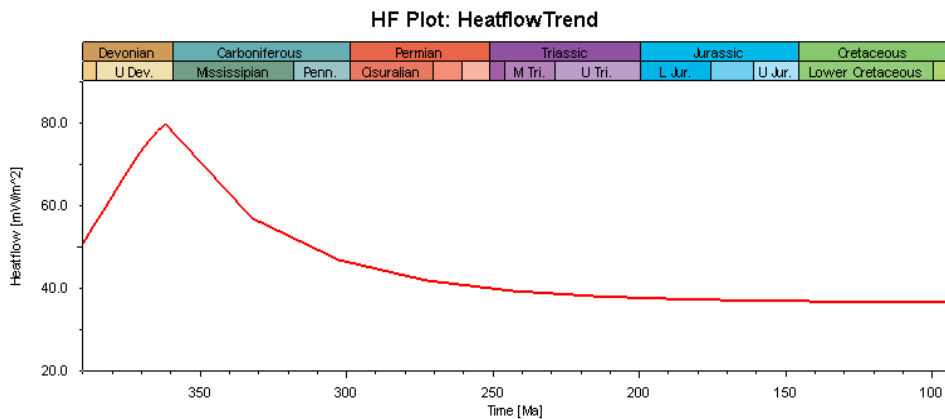


Рисунок 5.8— Тренд зміни потужності теплового потоку Землі протягом розвитку ДДЗ (вісь ординат – геологічний час, млн. р., вісь абсцис – потужність теплового потоку, мВт/м<sup>2</sup>)

Моделі, створені для свердловин, розташованих в межах ділянок з високою концентрацією тектонічних порушень чи в безпосередній близькості до південного регіонального розлому, характеризуються вищими значеннями палео-температурного потоку Землі (в середньому на 10–20 %). За результатами 1D моделювання по 43 свердловинах південної прибортової зони ДДЗ створені карти-схеми термальної

зрілості порід по поверхні покрівлі серпуховського ярусу, поверхні покрівлі верхнього візе та по покрівлі девону (рис. 4.18, 5.3, 5.4).

#### **5.4. Модель (2D) нафтогазогенерації та акумуляції вуглеводнів вздовж регіонального профілю Гупалівка-Гути.**

Для створення 2D моделі розвитку ДДз за регіональним профілем Гупалівка-Гути було використано відомості щодо глибинного та просторового розподілу стратиграфічних комплексів, літо-фаціальні характеристики горизонтів, властивості керогеновмісних горизонтів та тренд зміни потужності теплового потоку Землі (рис. 5.8). Загальна кількість горизонтів моделі – 161, кількість керогеновмісних горизонтів (нафтогазоматеринських товщ) – 21, кількість горизонтів з підвищеними колекторськими властивостями – 22 (див.табл.5.4). Вихідні параметри для моделювання (літофаціальні властивості горизонтів, їхня роль в нафтогазовій системі, властивості нафтогазоматеринських порід) наведено в табл.5.4. З урахуванням висновків, отриманих під час калібрування 1D моделей заглиблення осадових комплексів, висновків попередніх дослідницьких груп [133, 135, 136, 146], відомостей щодо термальної зрілості керогеновмісних порід створено тренд потужності теплового потоку Землі протягом розвитку ДДз (рис.5.8). Слід зауважити, що 2D/3D моделі не враховують гетерогенності латерального розподілу потужності теплового потоку Землі, проте враховують теплопровідність всіх горизонтів відповідно до їх літологічної характеристики (рис.5.9).

Таблиця 5.4 – Вихідні параметри для 2D та 3D моделювання

Горизонт	Літофаціальна характеристика	ТОС	НІ	Елемент нафтогазової системи
Q-P	Алевроліти/аргіліти			Перекриваюча товща
K	Алевроліти/аргіліти			Перекриваюча товща
J_re	Алевроліти/аргіліти			Перекриваюча товща
T_shale	Глинисто-домінуючі фації			Перекриваюча товща
P dome caps	Галіт			Флюїдоупор
P1km_salt	Галіт			Флюїдоупор
P1_sl_reservoir	Глинисто-домінуючі фації			Перекриваюча товща
P1_sl_shale	Глинисто-домінуючі фації			Перекриваюча товща

P1_nk_reservoir	Пісковики			Колектор
P1_nk_shale	Глинисто-домінуючі фації			Перекриваюча товща
P1_krt_shale_seal	Глинисто-домінуючі фації			Флюїдоупор
C3_3_shale	Глинисто-домінуючі фації			Перекриваюча товща
C3_3_reservoir	Пісковики			Колектор
C3_2_shale	Глинисто-домінуючі фації			Флюїдоупор
C3_2_reservoir	Пісковики			Колектор
C3_1_shale	Глинисто-домінуючі фації			Флюїдоупор
C3_1_reservoir	Пісковики			Колектор
C2m_shale	Глинисто-домінуючі фації			Флюїдоупор
C2m_reservoir	Пісковики			Колектор
C2m_shale	Алевроліт			Перекриваюча товща
C2m_coal	Вуглисті горизонти та вугільні шари	5	25	Материнська порода
C2m_shale	Алевроліт			Перекриваюча товща
C2m_coal	Вуглисті горизонти та вугільні шари	5	25	Материнська порода
C2m_shale	Алевроліт			Перекриваюча товща
C2m_coal	Вуглисті горизонти та вугільні шари	5	25	Материнська порода
C2m_low_reservoir	Пісковики			Колектор
C2m_shale	Алевроліт			Перекриваюча товща
C2b_shale_2	Алевроліт			Перекриваюча товща
C1s2_source_coal	Вуглисті горизонти та вугільні шари	5	25	Материнська порода
C2b_shale_1	Алевроліт			Перекриваюча товща
C2b_Bash_casrboante_platform	Карбонатні фації			Флюїдоупор
C2b_reservoir_below_carb	Карбонатні фації			Колектор
C2b_shale	Глинисто-домінуючі фації (піскуваті, алевритисті)			Перекриваюча товща
C1s2_shale_2	Глинисто-домінуючі фації (піскуваті, алевритисті)			Флюїдоупор
C1s1_reservoir_S-1-3	Пісковики			Колектор
C1s2_shale_1	Алевроліт			Перекриваюча товща
C1s2_mid_source	Глинисто-домінуючі фації	5	350	Материнська порода
C1s2_shale	Алевроліт			Перекриваюча товща
C1s2_low_source	Глинисто-домінуючі фації	3	250	Материнська порода
C1s1_shale	Глинисто-домінуючі фації (піскуваті, алевритисті)			Флюїдоупор
C1s1_up_reservoir	Пісковики			Колектор
C1s1_shale_sandy	Алевроліт			Перекриваюча товща
C1s1_low_reservoir	Пісковики			Колектор
C1s1_low_oil_source	Глинисто-домінуючі фації (піскуваті, алевритисті)	10	350	Материнська порода
C1v2_v-14_shale	Глинисто-домінуючі фації (піскуваті, алевритисті)	2	50	Материнська порода

C1v2_v-14_reservoir	Пісковики			Колектор
C1v2_v-15_shale_3	Глинисто-домінуючі фації (піскуваті, алевритисті)	3	150	Материнська порода
C1v2_v-15_reservoir_2	Пісковики			Колектор
C1v2_v-15_shale_1	Глинисто-домінуючі фації (піскуваті, алевритисті)	2	50	Материнська порода
C1v2_v-15_shale_2	Глинисто-домінуючі фації (піскуваті, алевритисті)	2	50	Материнська порода
C1v2_v-16-17_reservoir	Пісковики			Колектор
C1v2_v-15_shale	Глинисто-домінуючі фації (піскуваті, алевритисті)	2	50	Материнська порода
C1v2_v-15_reservoir	Пісковики			Колектор
C1v2_v-16-17_shale	Глинисто-домінуючі фації (піскуваті, алевритисті)	2	50	Материнська порода
C1v2_v-16-17_reservoir_1	Пісковики			Колектор
C1v2_v-18-19_shale_4	Глинисто-домінуючі фації (піскуваті, алевритисті)	2	50	Материнська порода
C1v2_v-18-19_reservoir	Пісковики			Колектор
C1v2_v-20-21_shale	Глинисто-домінуючі фації (піскуваті, алевритисті)	2	50	Материнська порода
C1v2_v-20-21_reservoir	Пісковики			Колектор
C1v2_v-22-23_shale	Глинисто-домінуючі фації (піскуваті, алевритисті)	2	50	Материнська порода
C1v2_v-22-23_reservoir	Пісковики			Колектор
Rudov Beds	Глинисто-домінуючі фації	8	250	Материнська порода
C1v1_carb_platform_v-24-25	Карбонатні фації			Флюїдоупор
C1v1_carb_reservoir	Карбонатні фації			Колектор
C1t_carb_platform	Карбонатні фації			Флюїдоупор
C1t_source_carb	Карбонатні керогеновмісні фації	10	350	Материнська порода
D3lb-rd_upper_shale	Глинисто-домінуючі фації			Перекриваюча товща
D3zd-el_up_reservoir	Пісковики			Колектор
D3lb-rd_shale	Алевроліт			Перекриваюча товща
D3lb-rd_source_coal	Вуглисті горизонти та вугільні шари	5	100	Материнська порода
D3lb-rd_low_shale	Алевроліт			Перекриваюча товща
D3zd-el_up_shale	Алевроліт			Перекриваюча товща
D3zd-el_reservoir	Пісковики			Колектор
D3zd-el_shale	Алевроліт			Перекриваюча товща

D3zd-el_source	Вуглисті горизонти та вугільні шари	5	50	Материнська порода
D3zd-el_low_shale	Глинисто-домінуючі фації			Перекриваюча товща
D Salt Domes	Галіт			Флюїдоупор
D salt	Галіт			Флюїдоупор
D2-D3vr	Алевроліт			Перекриваюча товща
D2-D3vr_source	Глинисто-домінуючі фації (organic rich, typical)	3	50	Материнська порода

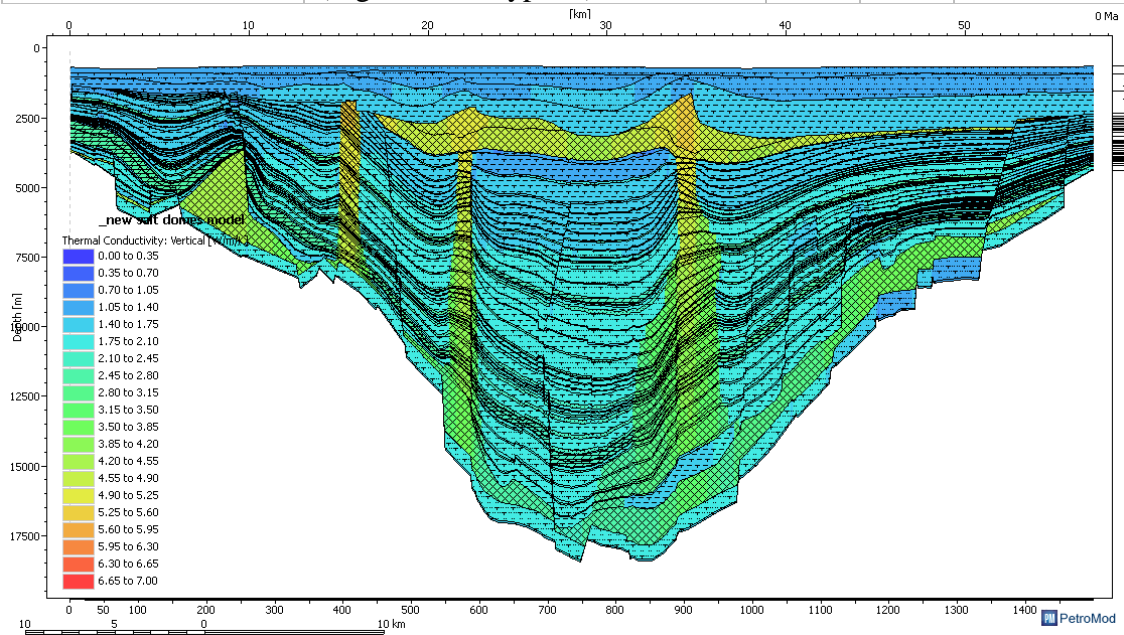


Рисунок 5.9– Теплопровідність гірських порід відповідно до їх літофаціальної характеристики (регіональний профіль Гупалівка-Гути)

**Результати 2D моделювання.** За результатами 2D моделювання заглиблення осадових комплексів та тренду зміни теплового потоку Землі відтворено геохронологію зміни термальної зрілості керогеновмісних порід та геохронологію генерації та акумуляції вуглеводнів (рис. 5.10, 5.11). Протягом історії розвитку ДДз на ділянці вздовж регіонального профілю Гупалівка-Гути були сприятливі умови для накопичення близько 3800 покладів вуглеводнів, проте до нашого часу збереглося тільки 34 покладів. В межах південної прибортової зони було сприятливі умови для формування покладів нафти і газу в пастках, приурочених до тектонічних порушень та антиклінальних структур вздовж південного регіонального розлому. Спрогнозовані за 2D моделюванням поклади частково відпо-



відають відомим аналогам на Кременівському, Мусієнківському, Виноградівському та Дмухайлівському родовищах, де поверх нафтогазоносності охоплює практично всі горизонти нижнього та середнього карбону (рис. 5.12). Найвищий ступінь достовірності прогнозного промислового нафтогазонакопичення ідентифіковано в межах Новогригорівського підняття. Однойменне родовище включає близько двох десятків покладів вуглеводнів у продуктивних горизонтах нижнього і середнього карбону ( $C_{2m}$ - $C_{1s1}$ ).

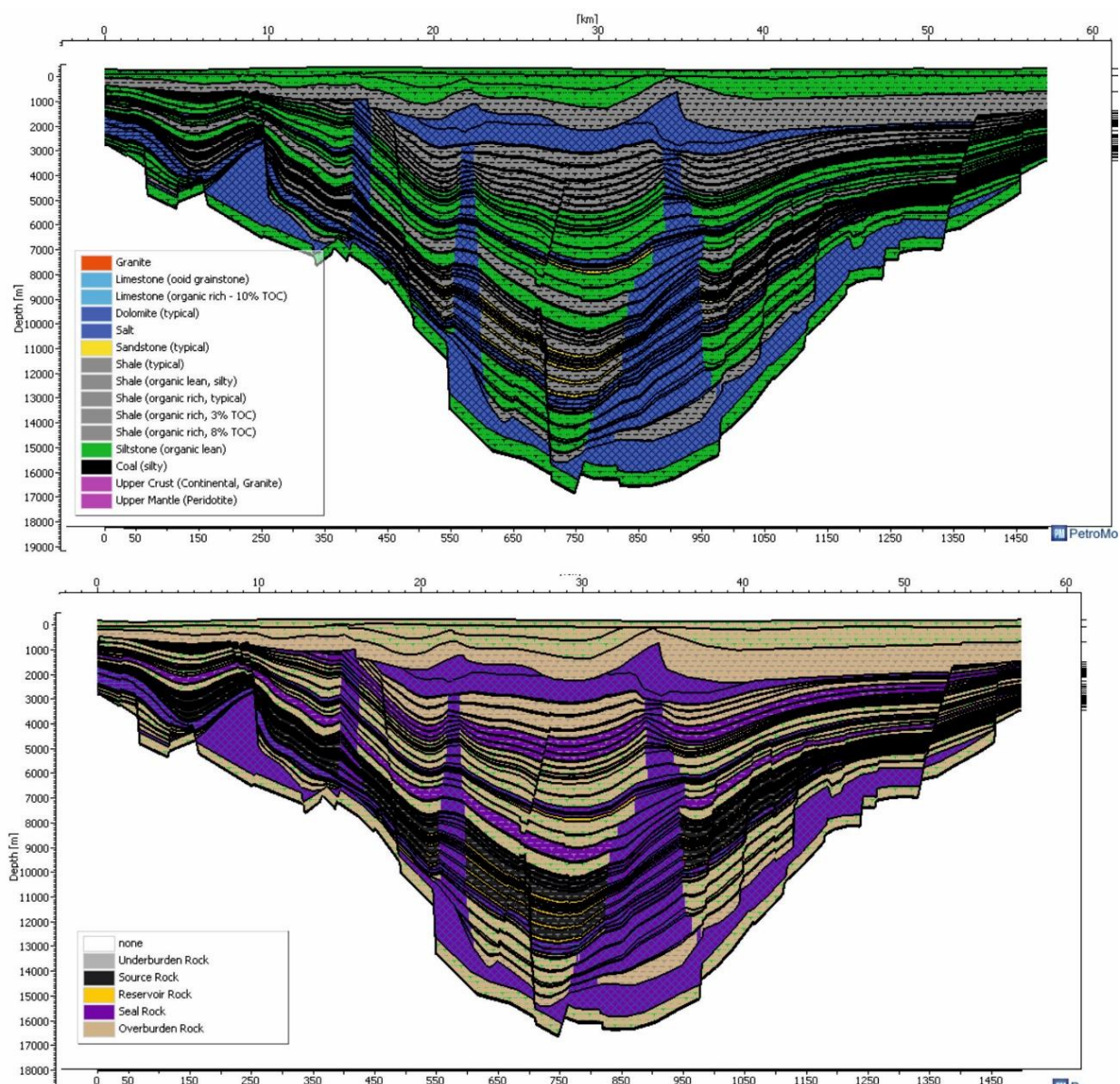


Рисунок 5.10– Вхідні параметри для створення 2D моделі за регіональним профілем Гупалівка-Гути; зверху обрані літофаціальні характеристики горизонтів, знизу – елементи нафтогазової системи (колектори, материнські, покришки)

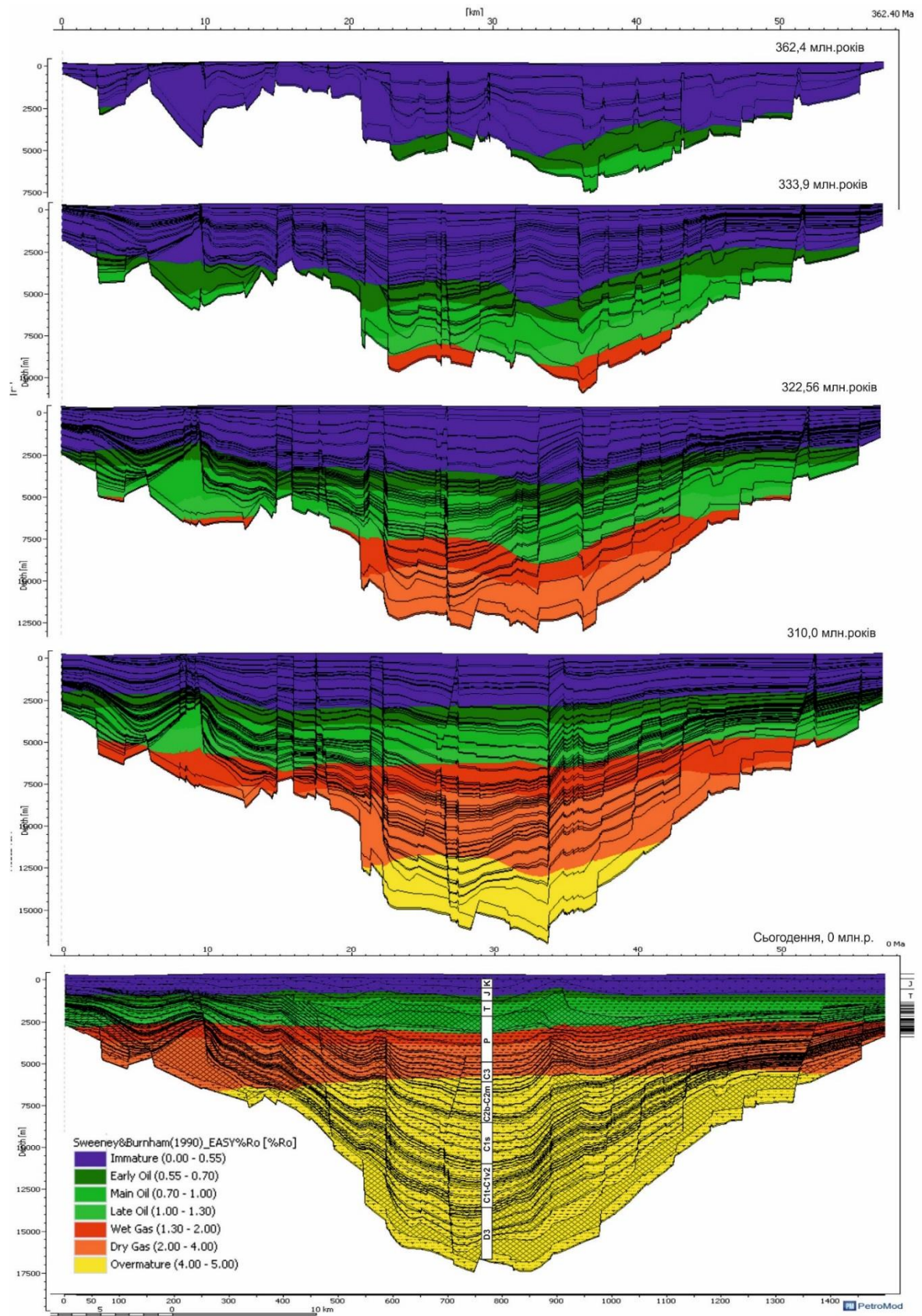


Рисунок 5.11– Модель розвитку ДДз за регіональним профілем Гупалівка-Гути з відтвореними зонами нафтогазогенерації в обрані моменти розвитку

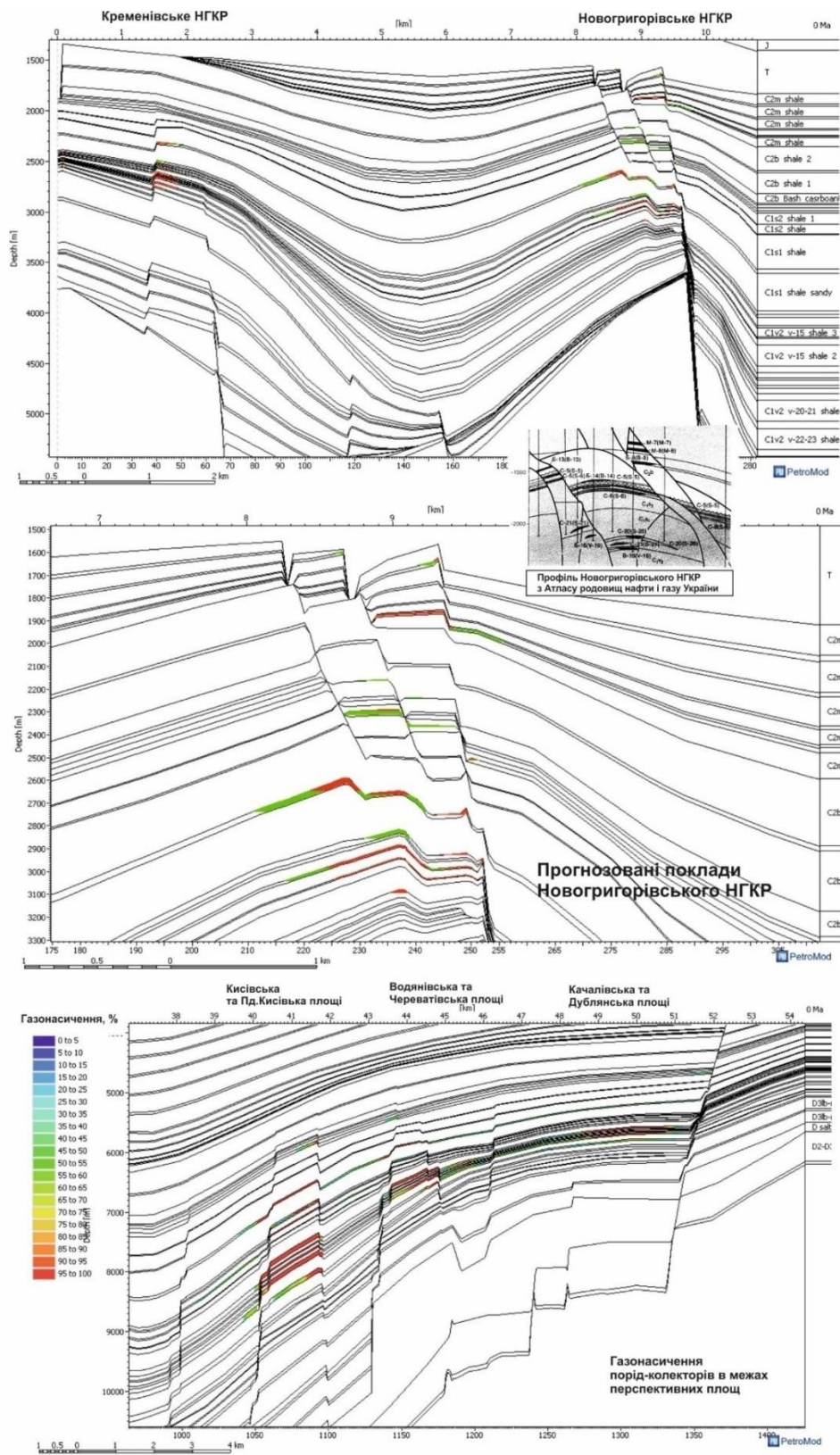


Рисунок 5.12–Результати прогнозу промислового нафтогазонакопичення та підвищеного нафтогазонасичення за результатами 2D моделювання нафтогазової системи за регіональним профілем Гупалівка-Гути

**Прогнозоване нафтогазонасичення та поклади.** Прогнозні поклади рідких високомолекулярних вуглеводнів змодельовані в двох горизонтах верхнього карбону та одному горизонті ранньої пермі, що приурочені до Розпашнівського штоку. Глибини залягання ймовірних покладів від 4100 до 4700 м. Результати моделювання вказують на газоконденсатонасиченість колекторських частин продуктивних горизонтів верхнього візе - нижнього серпухова (від В-22 до С-21) та сприятливі умови для газоконденсатонакопичення в межах Кисівського родовища, Водянівського родовища (5600–6400 м), Південно-Кисівської структури (глибини 6300–8000м) та глибоких структур Ліщинська та Степова (5600–6400 м) та в межах структур, приурочених до північного регіонального розлому – Качалівська, Дублянська та прилеглих площ (глибини 5200–5600 м). Даний прогноз щодо сприятливих умов формування покладів потребує більш детального вивчення, тому для оцінки потенціалу промислового нафтогазонакопичення потрібне співставлення отриманих результатів моделювання та детальних структурних побудов по перелічених площах та результати 3D моделювання.

### **5.5. Модель (2D) нафтогазогенерації та акумуляції вуглеводнів вздовж регіонального профілю Сагайдак-Лебедин.**

Створена 2D модель вздовж профілю Сагайдак-Лебедин майже ідентична профілю Гути-Гупалівка за елементами нафтогазової системи, кількістю горизонтів-колекторів, горизонтів нафтогазоматеринських порід і т.д. (табл. 5.4). Для моделювання використаний аналогічний тренд потужності теплового потоку Землі (рис. 5.8). За результатами моделювання визначені горизонти та ділянки нафтогазонакопичення, що відповідають відомим покладам в межах Сагайдацького, Кавердинівського та Семиренківського родовищ (рис. 5.13–5.15).

Слід зауважити, що змодельоване газонасичення порід на глибинах більше 6500 м в межах Семиренківського родовища (горизонти турне та верхнього де-

вону), підтверджується результатами буріння надглибокої свердловини №17 (згідно прес-релізів компанії ДТЕК). Важливим є те, що результати моделювання характеризують підплитові горизонти турне й девону як газонасичені в межах Семиренківського родовища, Ковалівської та Юхнівської структур і Лютенсько-Будищанської структури (рис. 5.16).

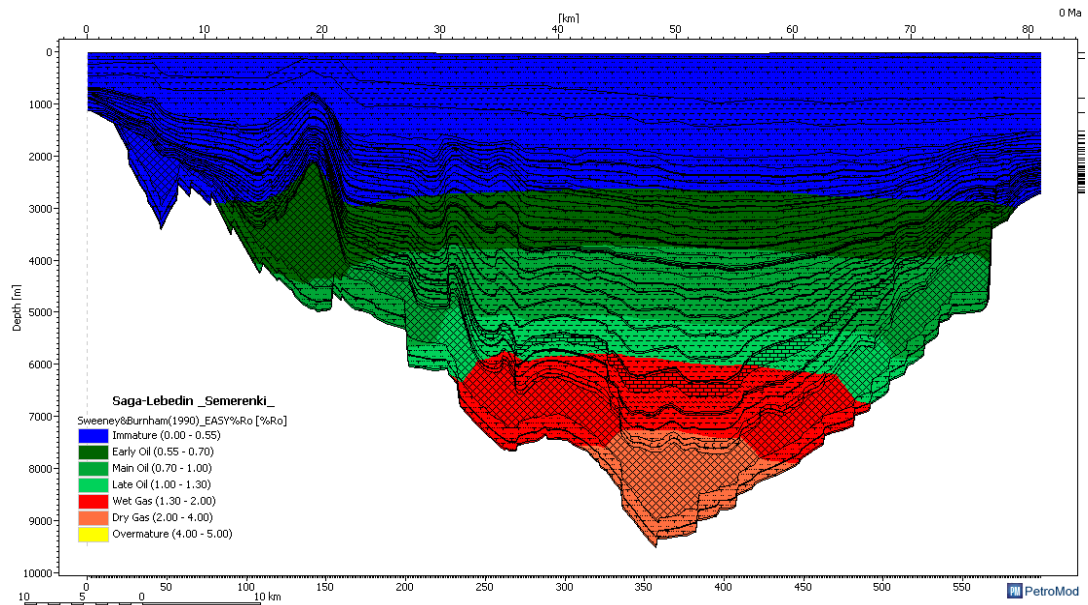


Рисунок 5.13—Основні зони нафтогазогенерації та відповідні показники термальної зрілості порід вздовж регіонального профілю Сагайдак-Лебедин

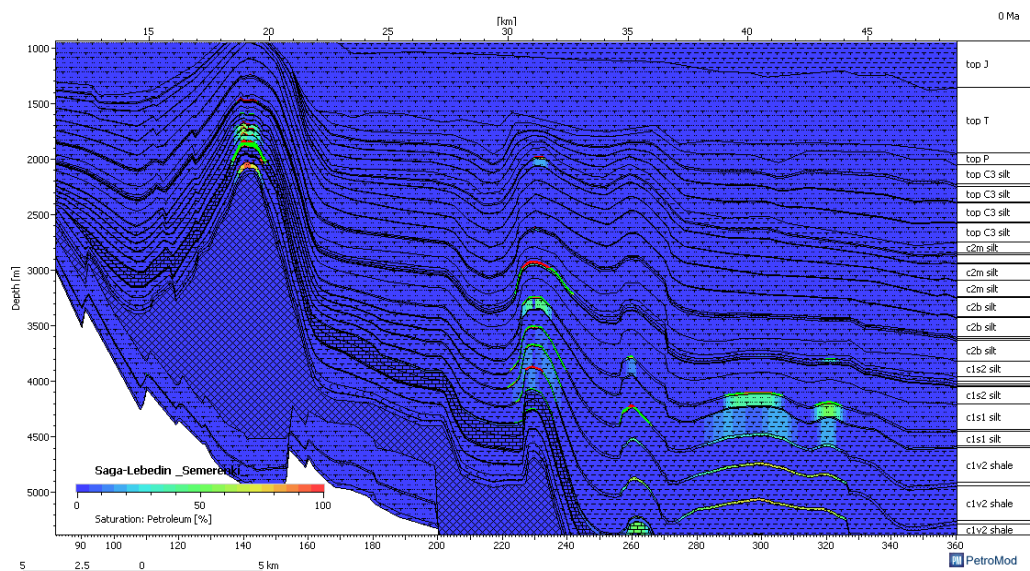


Рисунок 5.14 – Змодельовані поклади вуглеводнів вздовж регіонального профілю Сагайдак-Лебедин підтвержені результатами буріння в межах (зліва-направо) Сагайдацького, Кавердинівського та Семиренківського родовищ

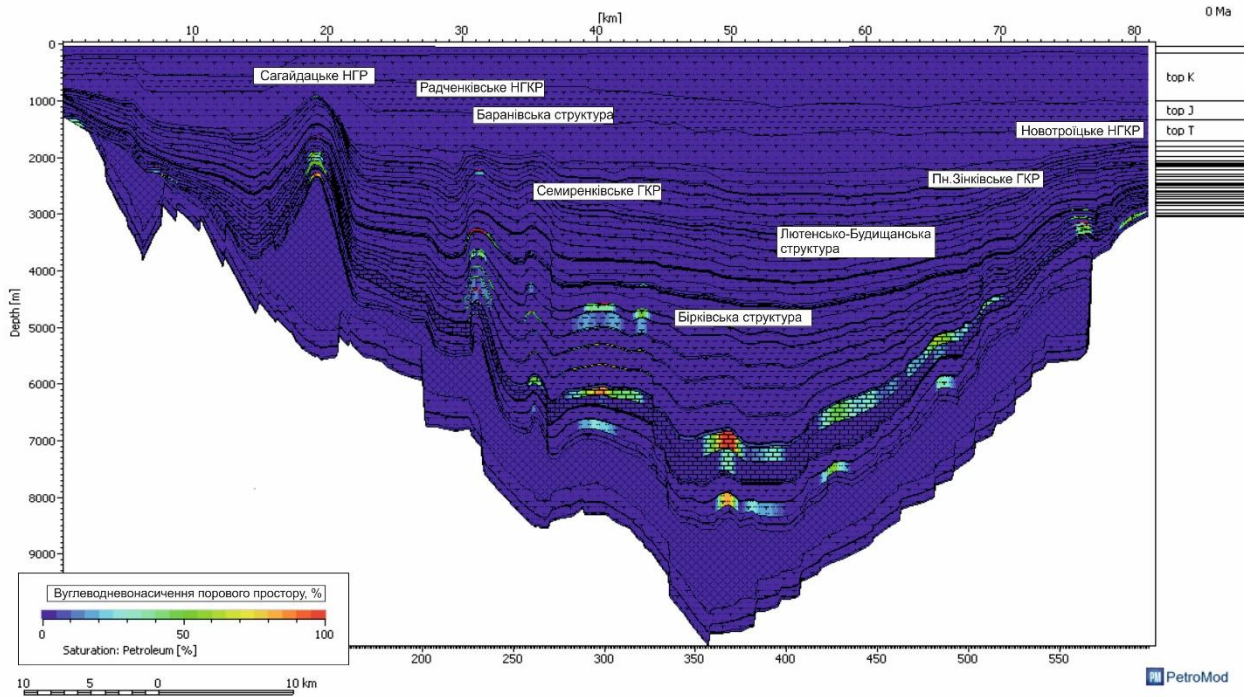


Рисунок 5.15 – Прогноз локальних нафтогазонасичених об’єктів в межах позначених площ та родовищ вздовж регіонального профілю Сагайдак-Лебедин

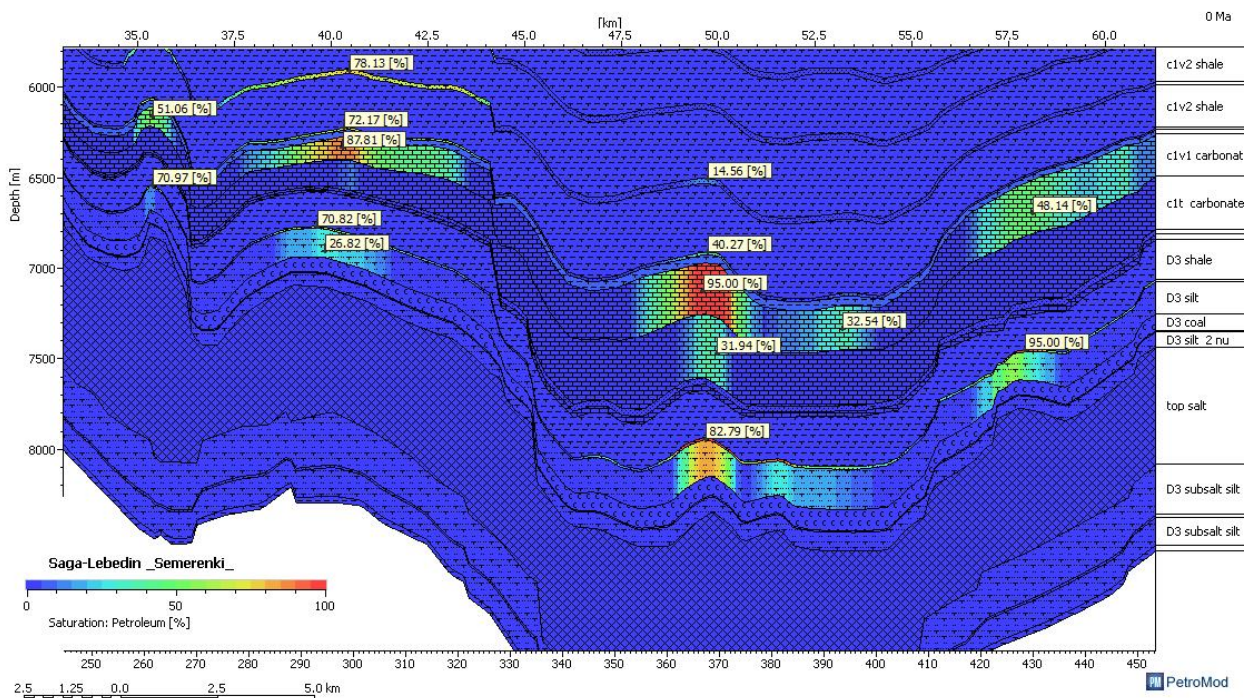


Рисунок 5.16 – Газонасиченість нижньовізейських та девонських горизонтів в межах Семирненківського родовища, Ковалівської та Юхнівської структур вздовж регіонального профілю Сагайдак-Лебедин.

Результати моделювання вказують на газонасиченість турнейсько-візейської карбонатної платформи. Газонасиченість порід-колекторів верхнього візе в

межах Ковалівської та Юхнівської структур не перевищує 40%, а порід-колекторів девону сягає 82% (рис. 5.17). Газонасиченість порід-колекторів девону Люте-нсько-Будищанської структури сягає 95%. Ключовим ризиком опошукування перелічених об'єктів є пористість порід-колекторів на глибинах, що перевищують 6000 м. Отже за результатами моделювання ущільнення колекторів, візейські горизонти в межах Ковалівської та Юхнівської структур характеризуються показниками коефіцієнту пористості в межах 7,1–9,7%, а пористість девонських порід-колекторів не перевищує 5,4–5,8%.

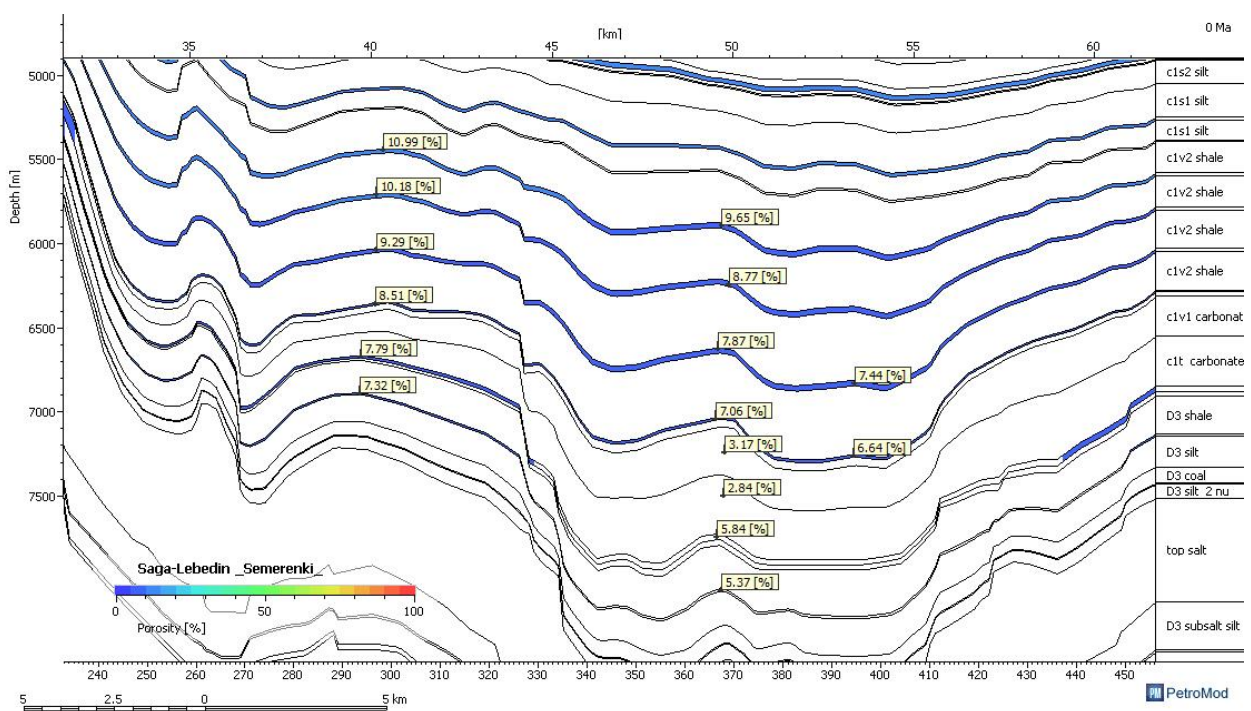


Рисунок 5.17–Результати моделювання ущільнення гірських порід та дійсної пористості в межах Семиренківського родовища, Ковалівської та Юхнівської структур

**Геохронологія та механізми акумуляції промислових покладів вуглеводнів в межах південної прибортової зони ДДз.** В цьому підрозділі стисло наведено висновки щодо міграції вуглеводнів та механізмів їх накопичення в відомих покладах в межах південної прибортової зони ДДз (рис. 5.18, 5.19).

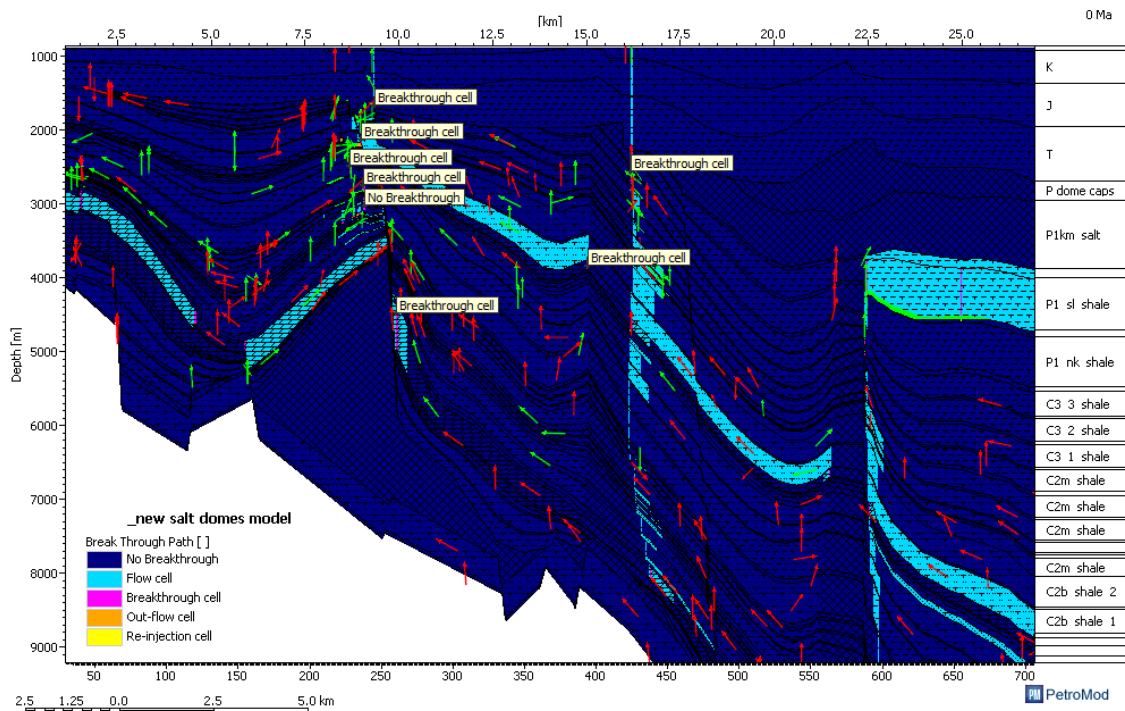


Рисунок 5.18–Напрямки міграційних потоків низькомолекулярних (червоні стрілки) та високомолекулярних (зелені стрілки) вуглеводнів вздовж регіонального профілю Гути-Гупалівка; ділянки субвертикальної міграції через флюїдоупори (breakthrough) і найінтенсивнішої міграції ВВ (flow cell)

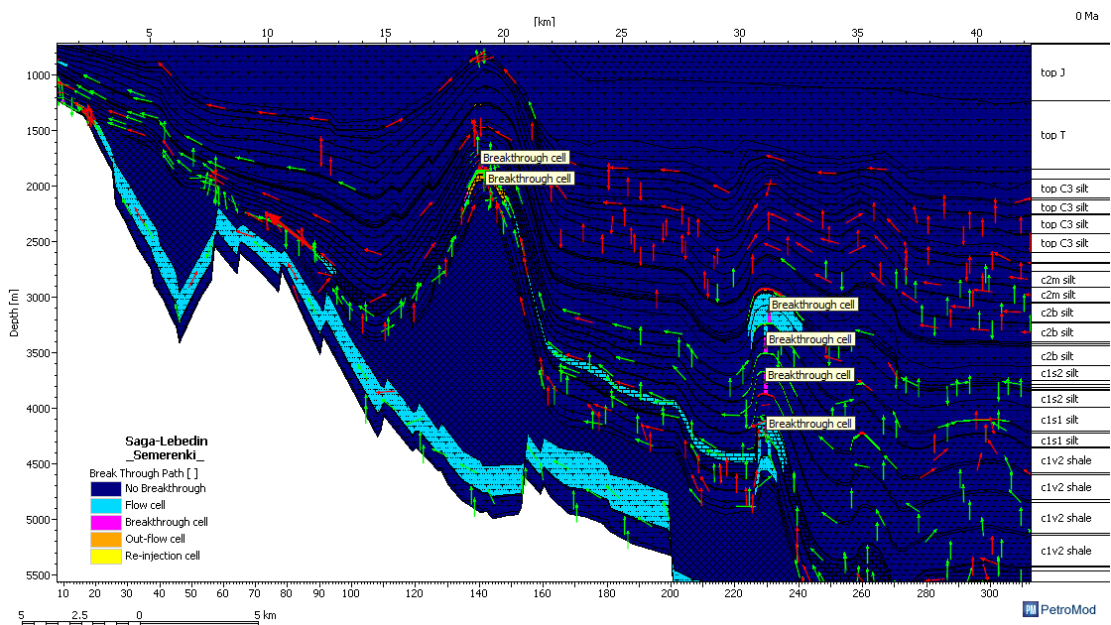


Рисунок 5.19– Напрямки міграційних потоків низькомолекулярних (червоні стрілки) та високомолекулярних (зелені стрілки) вуглеводнів вздовж регіонального профілю Сагайдак-Лебедин; ділянки субвертикальної міграції через флюїдоупори (breakthrough) і ділянки найінтенсивнішої міграції ВВ (flow cell)



**Висновки.** За результатами 2D моделювання генерації, міграції та акумуляції вуглеводнів двох регіональних профілів зроблені наступні висновки.

Основний вид міграції в межах південної прибортової зони ДДз мав суб-горизонтальний напрямок: з глибших областей басейну зі зрілими нафтогазоматеринськими породами вуглеводні мігрували в південно-західному напрямку до менш заглиблених тектонічно-екранованих і брахіантиклінальних структур.

Зона генерації газоконденсату із середньокам'яновугільних материнських порід знаходиться в приосьовій частині басейну, отже субгоризонтальні міграційні потоки долали відстань близько 15–20 км. На формування середньокам'яновугільних покладів ВВ також мали вплив субвертикальні перетоки ВВ з нижче залягаючих покладів у зв'язку з неідеальними екрануючими властивостями флюїдоупорів (breakthrough cells). Враховуючи специфічний компонентний склад та фізичні властивості нафти башкирських покладів та відносно меншу відстань субгоризонтальної міграції нафти з башкирських материнських товщ (10–15 км) можна зробити висновок про їх формування завдяки субгоризонтальній міграції із зони нафтогенерації башкирських дюренових вугільних пластів.

Субвертикальна міграція ВВ мала суттєвий вплив на значну кількість відомих покладів ВВ. Субвертикальна міграція вплинула на утворення акумуляції ВВ у всіх родовищах зі значним поверхом нафтогазоносності. Також слід зауважити: на родовищах (покладах) в безпосередній близькості до південного регіонального розлому ДДз відбувалася субвертикальна міграція ВВ з глибоких девонських джерел (поклади сухого газу на Михайлівському родовищі). Субвертикальні міграційні потоки, рухаючись по численних тектонічних порушеннях та пов'язаних з ними зонах тріщинуватості, сформували масивні поклади в карбонатних резервуарах турне та численні поклади в пастках, утворених сольовими діапірами та штоками.

В приосьовій заглибленій частині ДДз материнські породи нижнього карбону генерували ВВ протягом карбону, проте значна частка пасток південної

прибортової зони ДДз утворилася за рахунок сольових штоків і діапирів, сформованих протягом ранньої пермі. Отже утворені в ранній пермі пастки у відкладах раннього карбону були заповнені за рахунок міграції ВВ з менш заглибленої південної прибортової зони та її схилу, адже заглиблені материнські породи приосьової зони попередньо вичерпали свій генераційний потенціал. Поклади ВВ серпуховського та візейського ярусів сформувались завдяки описаним вище домінуючим субгоризонтальним міграційним потокам з другорядним впливом субвертикальних. Слід зауважити, що властивості та компонентний склад нафти серпуховських і верхньовізейських покладів та геохімічні дослідження попередніх дослідників [133, 146] підтверджують це твердження.

Турнейські карбонатні резервуари, як правило, є літологічно-обмеженими, та підстеляють нижньовізейську (В-24–В-25) карбонатну платформу, як є регіональним флюїдоупором. Екрановані нижньовізейською платформою поклади, що об'єднують продуктивні горизонти  $C_1v_1-C_{1t}-D_3fm$ , формувалися за рахунок субгоризонтальних міграційних потоків, утворених ВВ в турнейських карбонатних нафтогазоматеринських товщах. Додатковий вплив на формування цих покладів ймовірно мали субвертикальні перетоки ВВ в період ранньої пермі, в процесі руйнування сформованих девонських покладів. Численні тектонічні порушення в девонських відкладах слугували міграційними шляхами в період ранньопермського галокінезу.

Генерація ВВ з девонських джерел та акумуляція покладів у девонських відкладах відбувалися впродовж пізнього фамену, раннього та середнього карбону залежно від інтенсивності заглиблення території південної прибортової частини ДДз. Поясненням практично повної відсутності промислових покладів з численною кількістю нафтогазопроявів в девонських відкладах є руйнація покладів ВВ у зв'язку зі зміною структурної характеристики девонських відкладів. Девонські відклади ускладнені численними субвертикальними тектонічними порушеннями, які відображають тектонічну еволюцію поверхні кристалічного фундаме-

нту протягом рифтового періоду. Окрім того, в періоди активізації галокінезу перетоки сольових мас значно змінили структурну характеристику девонської міжсольової та надсольової товщі.

### **5.6. Просторова (3D) модель нафтогазової системи південної прибортової зони ДДз.**

Всі промислові поклади вуглеводнів відомих родовищ в межах південної прибортової зони ДДз охоплюють поверх від верхніх продуктивних горизонтів девону до московського ярусу середнього карбону. Проте необхідно відмітити численні нафтогазопрояви, нафтогазонасичені горизонти, отримані комерційні та "субкомерційні" дебіти ВВ при випробуванні свердловин з продуктивних горизонтів девону. Також слід відмітити виявлені керогеновмісні горизонти, вугільні та вуглисті пласти в надсольовій, міжсольовій і підсольовій товщах девону. Отже поверх, що охоплює нафтогазова система південної прибортової зони ДДз, включає весь розріз девону, нижнього та середнього карбону.

Цей поверх нафтогазоносності можна умовно розділити за фільтраційно-ємнісними та екрануючими властивостями осадових комплексів. Ключовим флюїдоупором субрегіонального масштабу є карбонатна платформа, що об'єднує озерський горизонт девону, турнейський ярус та нижньовізейський під'ярус. Нижньосольова товща девону створює відокремлену нафтогазову систему підсольового комплексу, яка сильно подрібнена численними тектонічними порушеннями.

Відомості щодо основних поверхів нафтогазонакопичення з найвищою концентрацією колекторських пластів (частин) продуктивних горизонтів були визначені в попередньому розділі (рис. 5.2). Фактично міграції вуглеводнів з девонського в кам'яновугільний комплекс в субрегіональному масштабі перешкоджала карбонатна формація ( $C_1v_1+C_1t+D_3fm_3oz$ ), що має регіональне розповсю-

дження, особливо її нижньовізейська частина, складена непроникними кристалічними вапняками. Винятками є численні соляні штоки та діапіри, які створили субвертикальні міграційні шляхи для вуглеводнів (Новосанжарський і Малоперещепинський, Старосанжарський, Андріївський, Перещепинський і т.д.). Розглянемо нафтогазову систему над карбонатною турнейсько-нижньовізейською платформою (C<sub>1v2</sub>-C<sub>2b</sub>) та під нею (D<sub>3fm</sub>-C<sub>1v1</sub>).

**Колекторські та екрануючі властивості.** Для оцінки ущільнення та зменшення фільтраційно-ємнісних властивостей піщанистих та карбонатних колекторів використані дані щодо петрофізичних вивчень 2614 зразків керну в межах приосьової зони ДДз. З них 1216 зразків з глибин до 5000 м, 992 зразки з глибин більше 5000 м і 402 – з глибин понад 6000 м. Слід зауважити, що для повноцінного петрофізичного вивчення колекторів на глибинах понад 5000 м необхідні комплексні лабораторні дослідження керну з обов'язковим використанням всіх наявних даних ГДС, даних щодо випробування горизонтів у свердловинах і результатів аналізу фільтрації ВВ в пластових умовах. На цьому етапі досліджень задачею було визначення зміни фільтраційно-ємнісних параметрів порід-колекторів зі збільшенням глибини залягання та ущільненням для прогнозування промислової нафтогазоносності на глибинах понад 5000 м.

З виконаного аналізу слід відмітити, що на глибинах більше 5800 м продуктивність покладів визначається не тільки первинною пористістю, алей вторинною, викликаною тріщинуватістю, вилуговуванням та іншими процесами. Приклади продуктивних та високопродуктивних колекторів з глибин, переважаючих 5500 м, виходять за рамки нормального тренду ущільнення пісковиків зі збільшенням глибини (ілюстрації А, В, Е на рис.5.20). Слід відмітити, що визначення термінів "продуктивні" та "високопродуктивні" колектори базується на дуже обмеженому обсязі відомостей щодо дебітів відповідних продуктивних горизонтів, з яких був відібраний керновий матеріал. Лише 14,3% зразків пісковиків з глибин 5500–6300 м характеризуються пористістю, більшою за 7% (гістограма D на рис. 5.20). Для визначення трендів ущільнення слабглинистих (К<sub>гл</sub> менше 10–20%)

піщанистих колекторів були обрані зразки без природної тріщинуватості. Для слабоглинистих пісковиків були визначені тренди зменшення пористості зі збільшенням глибини (ілюстрація F на рис. 5.20), а тренд для пористих карбонатних колекторів, представлених вапняками, був обраний за результатами попередніх досліджень інших авторів (ілюстрація F на рис. 5.20).

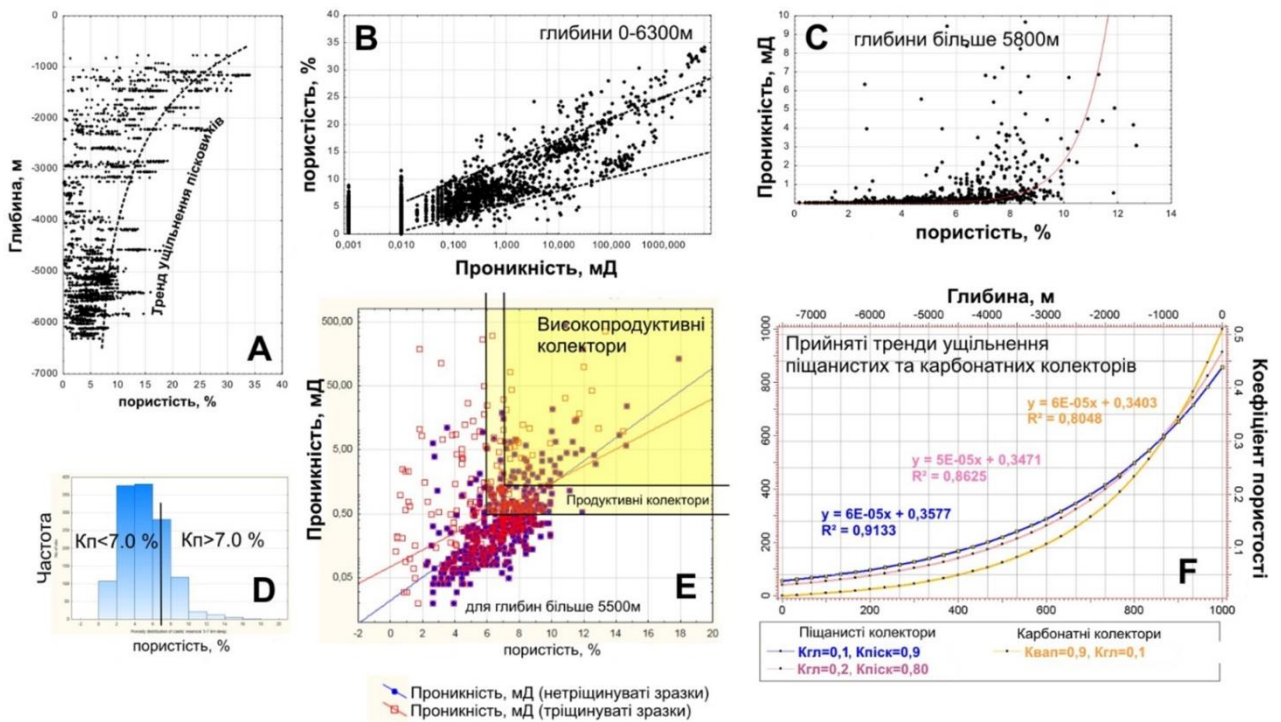


Рисунок 5.20– Графіки та діаграми залежностей між петрофізичними характеристиками пісковиків, пов’язаних з їх ущільненням із збільшенням глибини залягання (дані по центральній приосьовій зоні ДДз).

А – ілюстрація умовного тренду ущільнення пісковиків зі збільшенням глибини; В – діаграма залежності між пористістю та проникністю для інтервалу глибин 0–6300 м з зоною розподілу пісковиків з пористим типом порового простору; С – залежність пористості та проникності для пісковиків в інтервалі глибин 5800–6300м; D – гістограма розподілу значень пористості в інтервалі глибин 5800–6300м; Е – діаграма розподілу значень пористості та проникності для тріщинуватих і не тріщинуватих пісковиків в інтервалі глибин 5500–6300 м із зображеними зонами продуктивності та високо-продуктивності нафтогазоносних горизонтів; F – прийняті тренди зменшення пористості зі збільшенням глибини

залягання для слабглинистих пісковиків ( $K_{гл}$  менше 10–20%) та для карбонатних пористих колекторів.

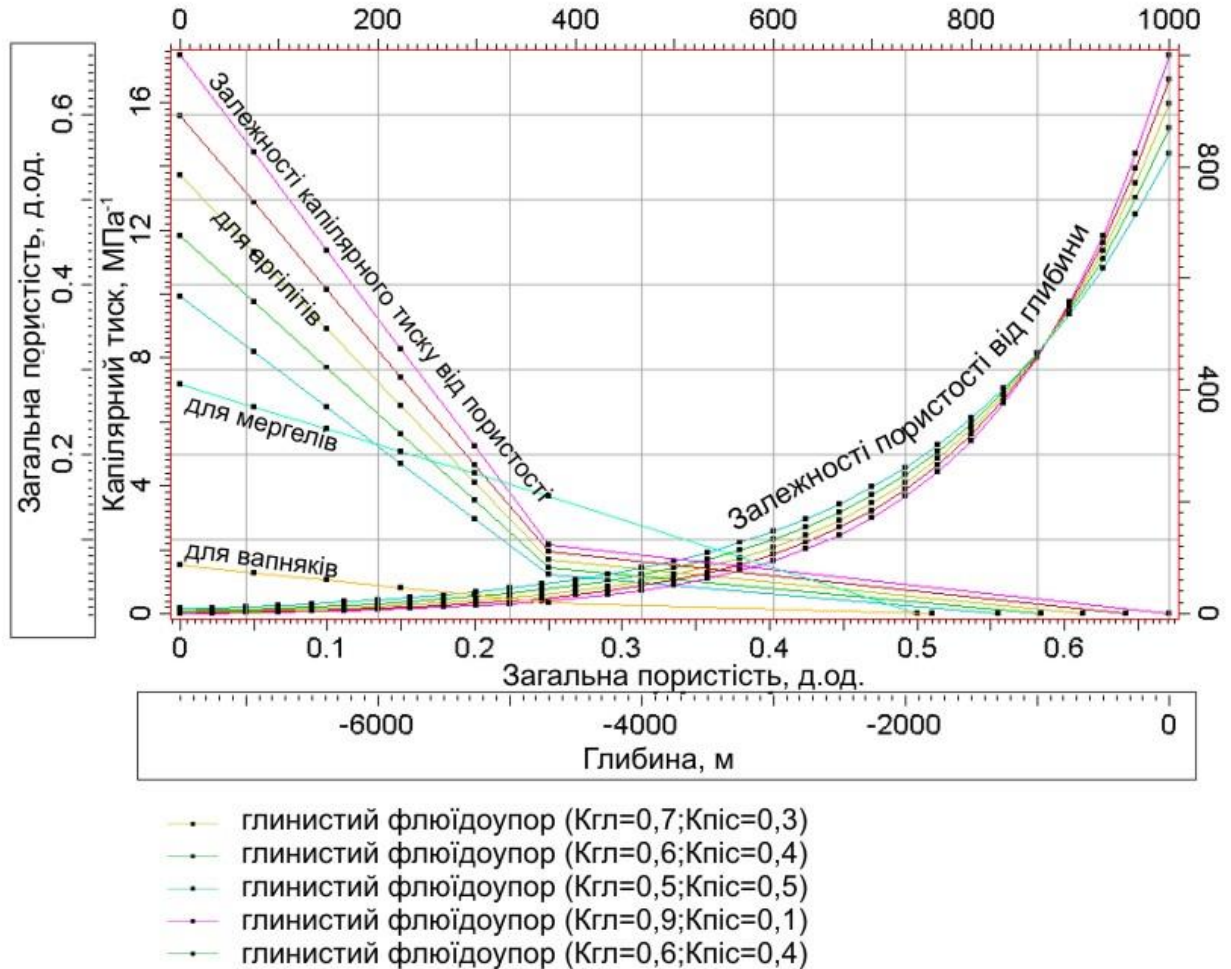


Рисунок 5.21– Прийняті залежності між коефіцієнтом загальної пористості та глибиною залягання глинистих флюїдоупорів; між коефіцієнтом пористості та капілярним тиском для глинистих флюїдоупорів з різним співвідношенням вмісту піщанистої та глинистої компоненти, візейських і турнейських флюїдоупорів, представлених мергелями та вапняками

На рис. 5.21 зображено прийняті залежності між коефіцієнтом загальної пористості та глибини залягання для глинистих флюїдоупорів з різним співвідношенням вмісту піщанистої та глинистої компоненти в скелеті. На цьому ж рисунку зображено прийняті залежності між коефіцієнтом пористості та капілярним

тиском глинистих флюїдоупорів з різним співвідношенням вмісту піщанистої та глинистої компоненти для башкирських, візейських та турнейських флюїдоупорів, представлених мергелями та вапняками [68]. Відповідно до прийнятих залежностей змодельовані карти розподілу величин пористості для верхньосерпуховського поверху нафтогазонакопичення (продуктивні горизонти С-1–С-6).

Побудовано карту розподілу значень капілярного тиску глинистих флюїдоупорів та максимально можливих висот газонасиченої та нафтонасиченої частини продуктивних горизонтів. На рис.5.22 зображено карту максимальної висоти газонасиченого покладу для флюїдоупорів верхньосерпуховського поверху нафтогазонакопичення (продуктивні горизонти С-1–6). Щодо екрануючих властивостей нижньовізейської карбонатної формації, слід відмітити тільки те, що максимальна висота поверху нафтонасиченого покладу може складати від 50 до 205 м, а для газонасиченого покладу – від 40 м у найменш заглибленій частині південної прибортової зони ДДз (Михайлівська, Зачепилівська площі) до 180 м в більш заглибленій частині басейну (рис. 5.23). Згідно результатів моделювання величина первинної міжзернової пористості карбонатних порід-колекторів турнейського ярусу (продуктивні горизонти Т-1–Т-5) на глибинах більше 4000 м характеризуються значеннями нижче 7%.

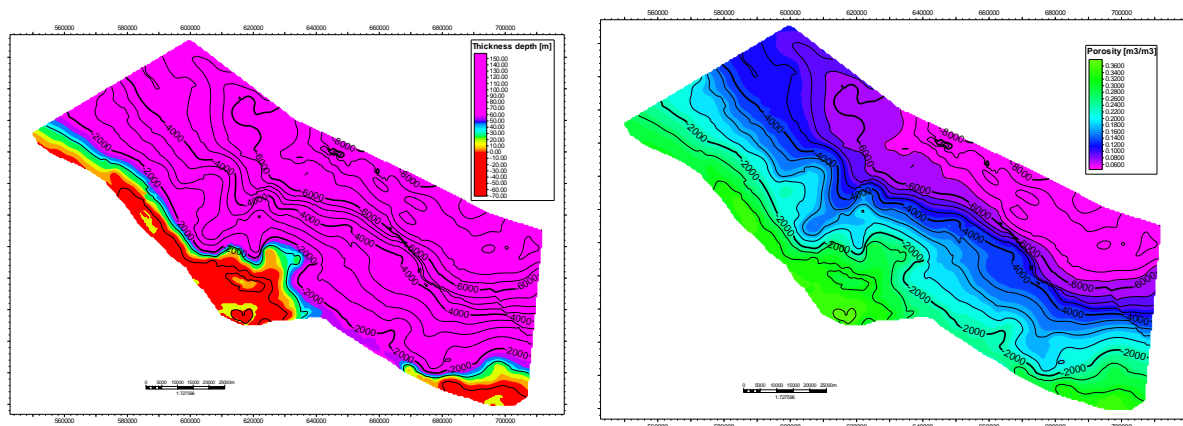


Рисунок 5.22—Прогнозні карти максимальної висоти стовпа газонасиченої частини покладу, яку здатний витримати глинистий флюїдоупор за дійсних гли-

бин залягання(зліва);прогнознаї величини пористості порід-колекторів верхньо-серпуховського поверху нафтогазонакопичення (продуктивні горизонти С-1–С-6) карта (справа)

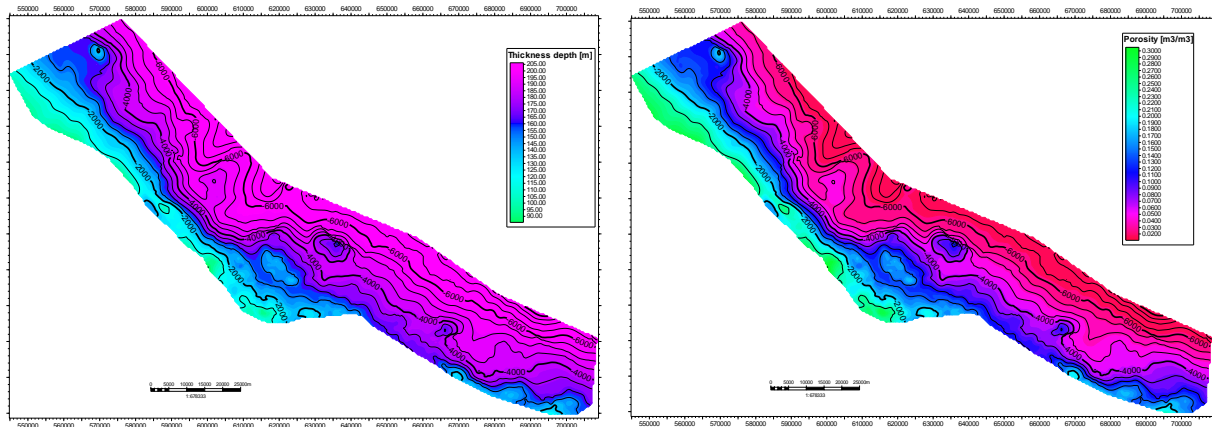


Рисунок 5.23– Прогнозна карта (зліва) максимальної висоти стовпа нафтонасиченої частини покладу, яку здатний витримати карбонатний флюїдоупор, з врахуванням екрануючих властивостей нижньовізейських карбонатів (В-24, В-25); карта (справа) прогнозних величин первинної міжзернової пористості карбонатних порід-колекторів турнейського ярусу (продуктивні горизонти Т-1–Т-5)

За результатами досліджень створено просторову модель нафтогазонакопичення з урахуванням:

- структурних особливостей південної прибортової зони ДДз (регіональні та локальні структурних карт, локальні та регіональні профілі);
- літо-фаціальних характеристик всіх основних горизонтів, що мають вплив на нафтогазову систему;
- особливостей зміни капілярного тиску у флюїдоупорах від глибини залягання для глинисто-піщанистих та карбонатних флюїдоупорів;
- 1D седиментаційних моделей по 43 опорних свердловинах та додаткових стратиграфічних розбивок для 120 свердловин;
- основних нафтогазоматеринських товщ, попередньо ідентифікованих та охарактеризованих (див. розділ 4);
- тренду зміни потужності теплового потоку Землі протягом розвитку ДДз.



Результатом такого моделювання є просторова модель (рис. 5.24) генерації, міграції та акумуляції вуглеводнів і результуючі карти промислових скупчень вуглеводнів (рис. 5.25, 5.26). Результати добре корелюються з відомими промисловими покладами нафти і газу в серпуховському та верхньовізейському комплексі в межах південної прибортової зони ДДз.

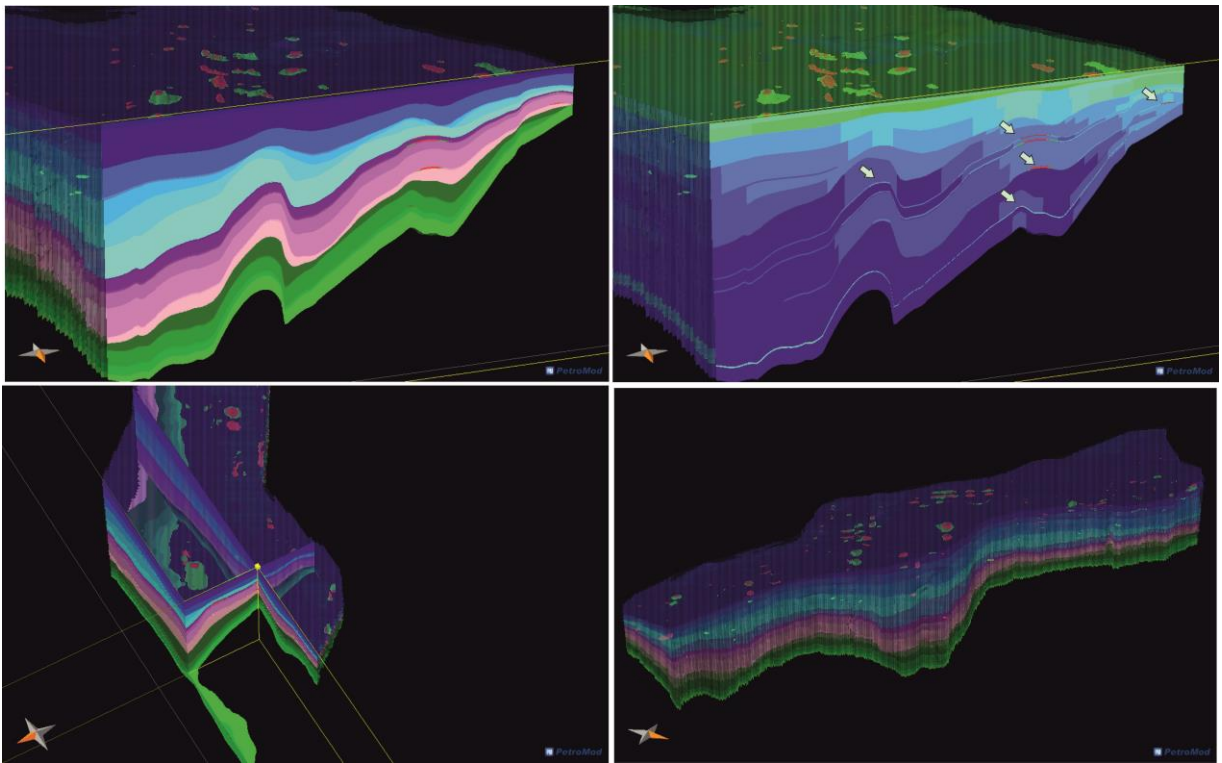


Рисунок 5.24 – Візуалізація 3D моделі з просторовим розміщенням прогнозних покладів вуглеводнів в межах південної прибортової зони ДДз

Слід зауважити, що доля достовірного прогнозування покладів складає 55%. З 20 прогнозованих покладів в горизонтах С1-С5 11 покладів співпадають з відомими промисловими покладами нафти і газу. Доля достовірного прогнозування фазового стану ВВ в прогнозних покладах складає 72%.

Аналіз прогнозу нафтогазонакопичення в верхньовізейському ярусі свідчить, що доля достовірного прогнозування покладів (рис. 5.26) складає 68%. З 22 прогнозних покладів 15 співпадає з відомими промисловими покладами нафти і газу. Доля достовірного прогнозування фазового стану ВВ в коректно прогнозних покладах складає 94%.

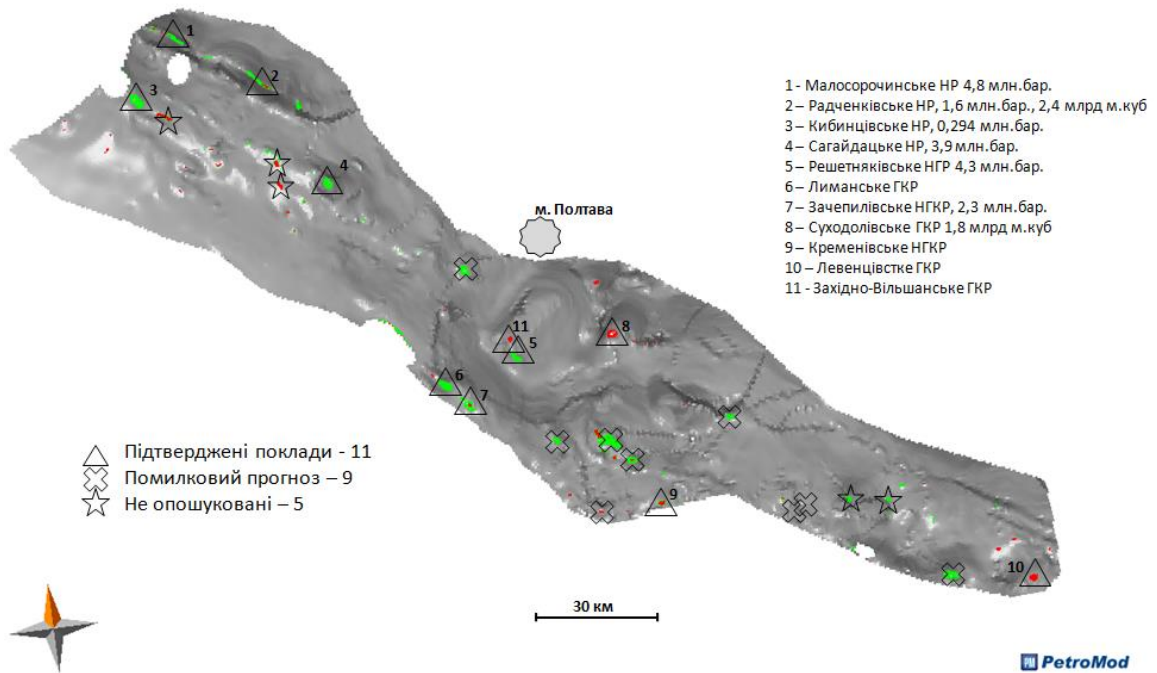


Рисунок 5.25 – Карта-схема прогнозу нафтогазонакопичення верхньосерпуховських горизонтів С-1–С-6 південної прибортової зони ДДз; зеленому кольору відповідають ділянки акумуляції рідких ВВ, червоному – газоподібних ВВ

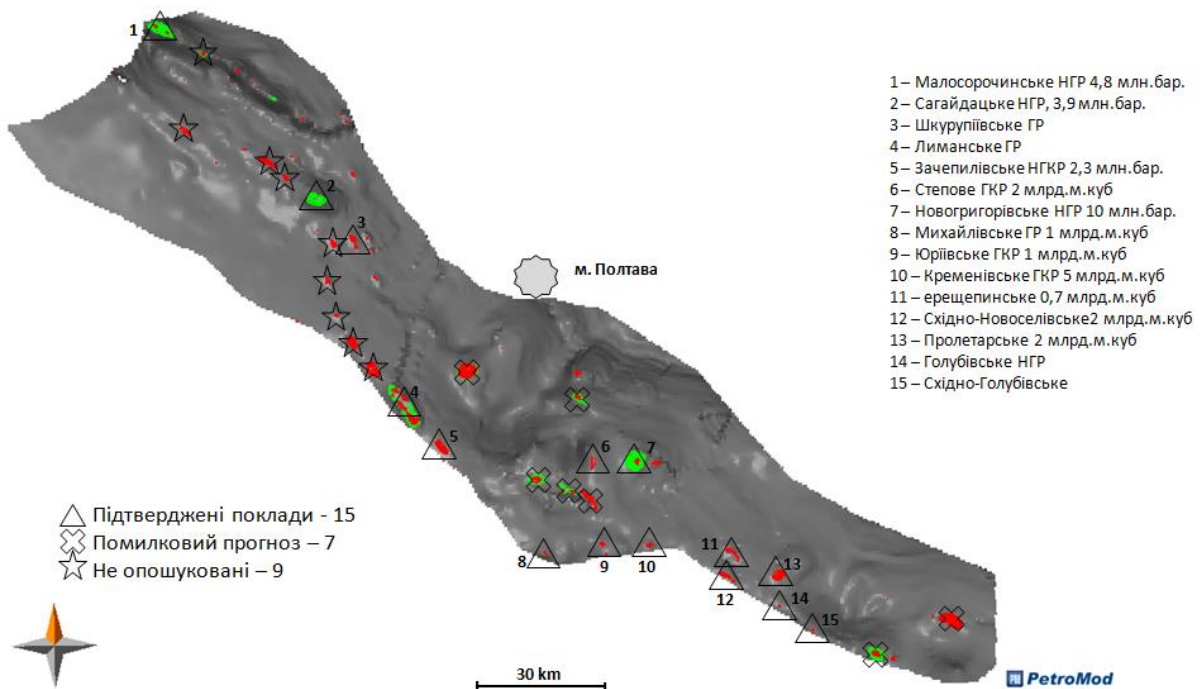


Рисунок 5.26 – Карта-схема прогнозу нафтогазонакопичення в комплексі верхньовізейських горизонтів південної прибортової зони ДДз; зеленому кольору відповідають ділянки акумуляції рідких ВВ, червоному – газоподібних ВВ

Відповідно до аналізу прогнозу нафтогазоносності локальних ділянок та структур південної прибортової зони ДДз (рис. 5.27) достовірність прогнозування нафтогазоносності складає 85%, адже з 34 спрогнозованих локальних продуктивних ділянок та структур, 29 співпадають з відомими родовищами вуглеводнів.

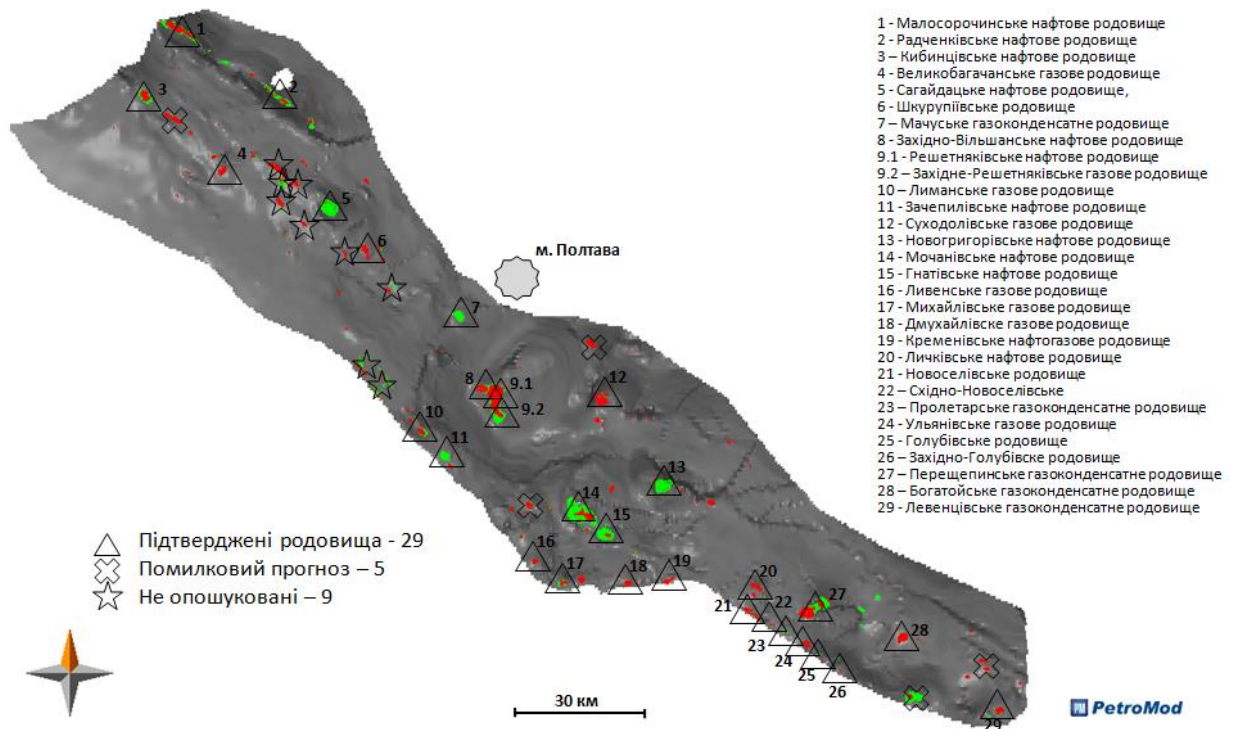


Рисунок 5.27 – Прогнозні родовища вуглеводнів в межах південної прибортової зони ДДз (карта об'єднує всі поклади башкирського, верхньосерпуховського, верхньовізейського та турнейського ярусів)

В результаті досліджень створено просторову модель нафтогазонакоплення в комплексі “підплитових” нижньовізейських, турнейських та верхньодевонських продуктивних горизонтів на основі наступних матеріалів:

- карти розподілу ємнісних параметрів порід-колекторів (рис.5.22);
- карти зміни капілярного тиску в нижньовізейських карбонатних флюїдоупорах від глибини залягання (рис.5.23);
- структурної карти нижнього візе, турне, покрівлі девону;
- 1D моделей поглиблення осадових комплексів по 43 опорних свердловинах та стратиграфічних розбивках 120 свердловин;

- характеристики нафтогазогенеруючих товщ турне і девону (турнейські нафто-генеруючі та фаменські надсольові та міжсольові нафто-газо-генеруючі керогеновмісні породи та вугільні пласти);
- 43 моделей (1D) термальної зрілості нафтогазогенеруючих товщ і визначених палеотемпературних градієнтів.

В результаті побудована просторова модель (рис. 5.24) генерації, міграції та акумуляції вуглеводнів і результуюча карта промислових скупчень вуглеводнів. Результати добре корелюються з відомими промисловими покладами нафти і газу в комплексі продуктивних горизонтів В-25, В-26, Т-1–Т-7 та Д-1–Д-5 в межах ділянки досліджень південної прибортової зони ДДз (рис. 5.28).

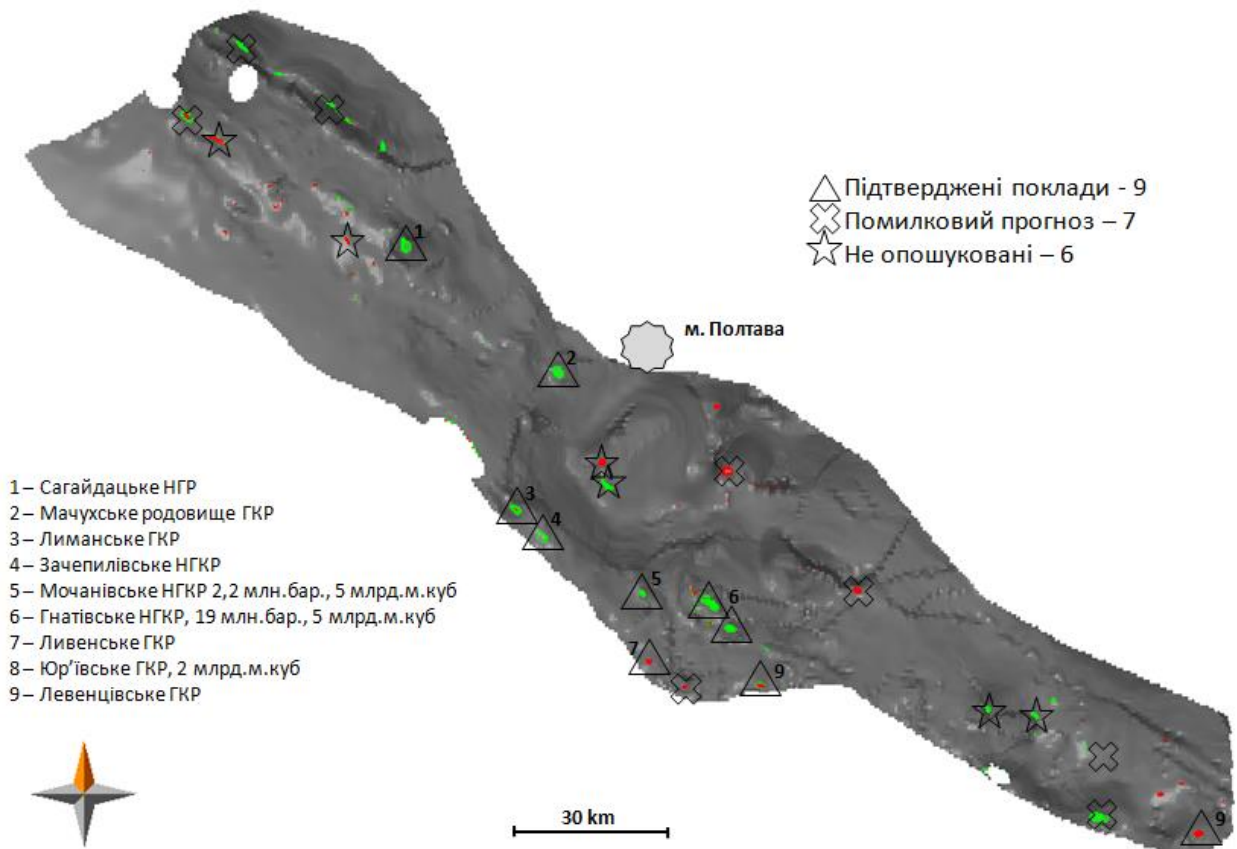


Рисунок 5.28 – Результуюча карта-схема нафтогазонакопичення в комплексі нижньо-візейських, турнейських і верхньо-девонських продуктивних горизонтів в межах південної прибортової зони ДДз; зеленому кольору відповідають ділянки акумуляції рідких ВВ, червоному – газоподібних

Достовірність прогнозування покладів складає 56 %: з 16 прогнозних покладів 9 покладів співпадають з відомими промисловими покладами нафти і газу. Доля достовірного прогнозування фазового стану ВВ в прогнозних покладах складає близько 66 %.

### **5.7. Прогнозна нафтогазоносність непошукованих структур південної прибортової зони ДДз.**

За результатами 3D моделювання визначено локальні ділянки нафтогазонакопичення у *верхньосерпуховських відкладах* в зоні між Остапіївсько-Білоцерківським та Гасенківсько-Лейківським виступами південної прибортової зони ДДз. Частина прогнозних об'єктів співпадає з відомими покладами вуглеводнів (рис. 5.29, 5.30): нафтові поклади московських відкладів Сагайдацького родовища (400 тис. т. нафти, гор.М-2), газові поклади Шкурупіївського родовища, нафтогазові поклади Великобагачанського родовища, газоконденсатні поклади Гоголівського родовища (4 млрд м<sup>3</sup> газу та 964 тис.т конденсату в гор. С-5), нафтові поклади Радченківського родовища (691 тис.т. нафти в С-5, С-7, С-9), нафтові поклади Кибинцівського родовища (300 тис.т. нафти в гор. Б-12 і С-16), нафтові поклади Малосорочинського родовища (118 тис.т. нафти в гор. В-22, В-23), газові поклади Дубрівської структури [5]. Це дозволяє очікувати, що виділені на картах нові об'єкти мають промислову цінність і рекомендувати постановку пошуково-розвідувальних робіт в їх межах.

Прогнозні ділянки нафтонакопичення на захід від Сагайдацького НГР пов'язані з Дроботівською, Качалівською, Затонською та Західно-Затонською структурами, а в північно-західному напрямку знаходяться Яресківська та Ярославська структури, де прогнозується нафтогазонасичення. Прогнозні поклади всіх структур знаходяться на глибинах 2050–2250 м і пов'язані переважно з серпуховськими та верхньовізейськими продуктивними горизонтами.

На рис. 5.31 зображені прогнозні поклади нафти в верхньовізейських горизонтах в межах Дроботівської площі. Згідно з прийнятим трендом ущільнення пісковиків, прогнозна пористість на глибині 1900 м оцінюється в 23,2–23,9 %.

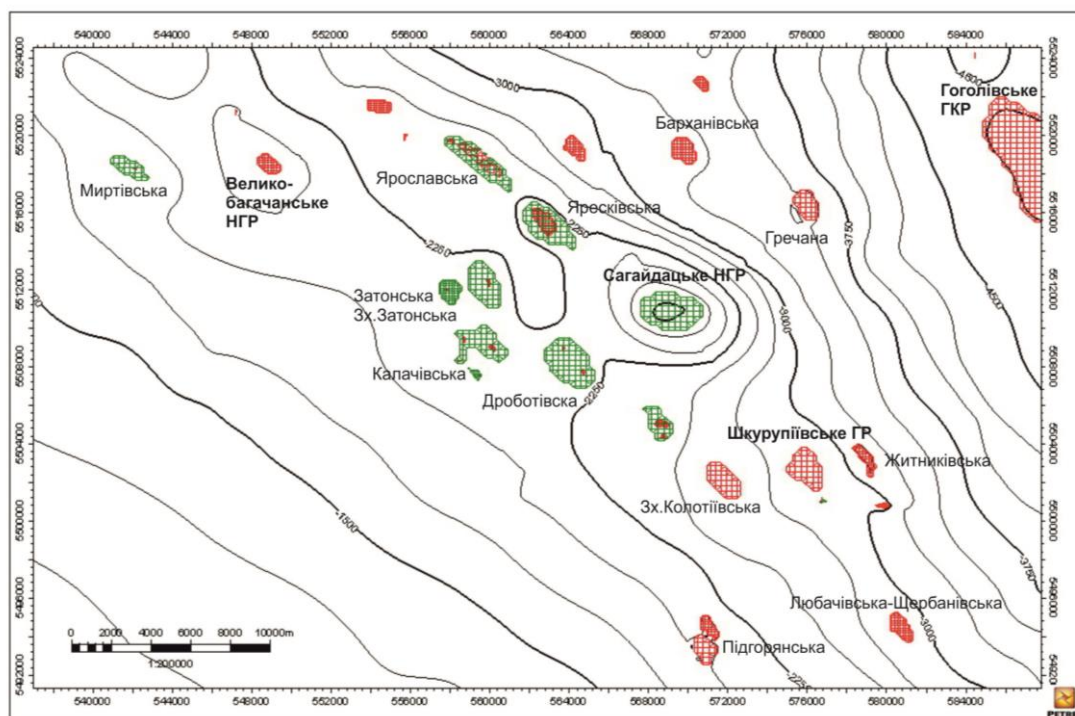
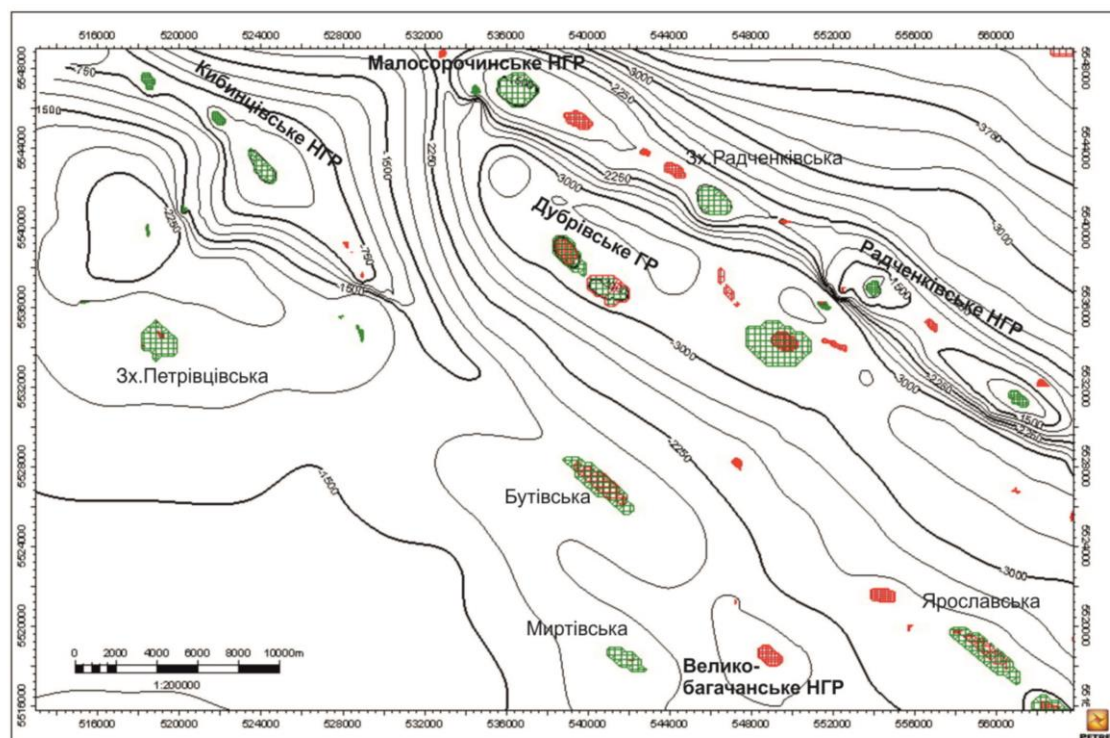


Рисунок 5.29– Ділянки прогнозного нафтогазонакопичення серпуховських відкладів біля Бутівсько-Сагайдацького підняття

Рисунок 5.30– Ділянки прогнозного нафтогазонакопичення серпуховських відкладів біля Гасенківсько-Лейківського виступу



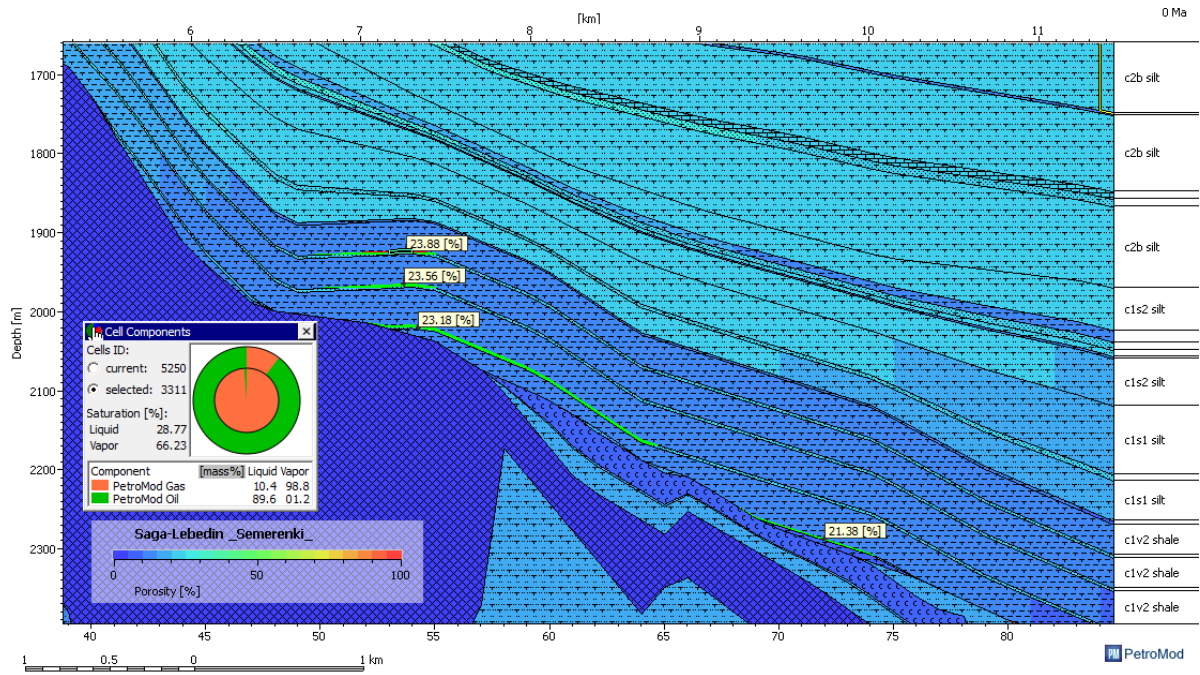


Рисунок 5.31– 2D модель покладів нафти Дроботівської площі в межах південної прибортової зони ДДЗ

На південь від Сагайдацького родовища знаходиться Шкурупіївське газове родовище, яке оточене декількома структурами з позитивним прогнозом газоносності. Ділянки прогнозного газонакопичення пов'язані із Західно-Колотіївською, Житниківською, Підгорянською, Любачівсько-Щербанівською структурами. Глибини залягання прогнозних газових покладів варіюють від 2000 до 3000 м. На північ та північний-схід від Сагайдацького родовища знаходяться дві ділянки прогнозного газонакопичення, пов'язані з Гречаною та Барханівською структурами, що залягають на глибинах 3250–3500 м.

Окрім перелічених ділянок, на захід від Великобагачанського родовища за результатами 3D моделювання визначено ділянку з прогнозними покладами нафти на глибинах близько 1750 м, що пов'язана з Миртівською площею (див.рис.5.30). Висока ймовірність нафтогазонакопичення пов'язана з Бутівською площею, в межах якої прогнозуються нафтогазові поклади у відкладах вер-

хньосерпуховського під'ярусу на глибинах близько 1750 м. Окрім цього, результати 3D моделювання вказують на ймовірний поклад нафти, пов'язаний із верхньосерпуховськими відкладами Західно-Петрівцівської площі, що залягають на глибинах близько 1750 м (див.рис. 5.31).

Прогноз нафтогазоносності *девонських відкладів* та рекомендації щодо напрямків подальших ГРР надається як на основі аналізу історії тектонічного розвитку ДДз в девонський час [3, 4, 30, 31, 73], так і проведеного автором моделювання геохронології генерації, міграції та акумуляції ВВ у девонському комплексі. Зокрема, встановлено, що протягом пізнього девону субгоризонтальні вуглеводневі міграційні потоки прямували з приосьової заглибленої частини рифту до менш заглиблених прибортових ділянок. Визначено, що більшість покладів ВВ відомих родовищ південної прибортової зони ДДз, приурочені до пасток, утворених ранньопермською активізацією галокінезу, діапїризмом, які викликали перерозподіл сольових тіл девону.

Відомо, що розвиток ДДз протягом девонського етапу характеризувався активними контрастними тектонічними рухами. Під дією розтягування кристалічний фундамент і дорифтові (підсольові) девонські відклади були роздроблені скидами на окремі блоки. Поперечні розміри більшості блоків складають від 2 км до 5 км. Амплітуда більшості порушень складає від 100 м до 300 м, орієнтація порушень відносно крайових розломів різноманітна, а густина сітки порушень дещо нерівномірна. В межах південної прибортової зони ДДз відомо 4 родовищ вуглеводнів (північної прибортової зони – 7), промислові поклади яких частково чи повністю локалізовані в девонських горизонтах. Ці поклади пов'язані з продуктивними горизонтами надсольової товщі девону, як і абсолютна більшість відомих нафтогазопроявів. Ділянка з родовищами в межах північно-прибортової зони не ускладнена щільною сіткою розривних порушень та не була деформована перетіканням сольових мас в кам'яновугільний час, отже родовища не були зруйновані. Поясненням практично повної відсутності промислових покладів в девонських відкладах ДДз, незважаючи на значну кількість нафтогазопроявів, є



руйнація покладів ВВ рухами блоків кристалічного фундаменту в рифтовий етап розвитку ДДз, перерозподіл сольових мас в рифтовий і ранньопермський час, утворенням діапирів в ранній пермі.

За результатами моделювання зроблений висновок щодо високої перспективності нафтових покладів в межах значної кількості структур південної прибортової зони ДДз в зоні між Сагайдацьким родовищем та Ромоданівським штокком, а саме Колотаївської, Дроботівської, Калачівської та Білоцерківської площ, де переважає тектонічно-екранований тип покладів. Для південної прибортової зони ДДз на відміну від північної характерним є: нижча щільність розривних порушень в кристалічному фундаменті, віддаленість від сольових діапирів та незначний вплив перерозподілу сольових мас у пізньодевонський та ранньопермський час, відсутність верхньої сольової товщі девону в межах ділянок. Враховуючи ці критерії, відомості щодо структурно-тектонічних особливостей району та беручи до уваги субгоризонтальний домінуючий тип міграції ВВ, в межах району досліджень виділено 3 перспективні ділянки (рис. 5.32).



Рисунок 5.32—Перспективні ділянки району досліджень

*Левенцівсько-Личківська ділянка* виділена у південно-східній частині південної прибортової зони ДДз (зона I на рис. 5.32). Вона характеризується найвищою концентрацією нафтогазопроявів, тут відомо близько 30 свердловин із задокументованими припливами ВВ в девоні (табл. 5.1), включає в своїх межах Личківське родовище (всі поклади в девоні) та Багатойське родовище (поклад в продуктивному горизонті Д-1). Ділянка ускладнена тільки одним сольовим діапїром (Перецепинський шток) та характеризується найнижчою щільністю розривних порушень в кристалічному фундаменті.

*Зачепилівсько-Сагайдацька ділянка* охоплює територію від Зачепилівського до Сагайдацького родовищ (зона II на рис. 5.32). В межах ділянки зафіксовані нафтогазопрояви та некомерційні дебїти нафти і газу (табл. 5.1), концентрація розривних порушень дещо менша і відповідно розмір блоків значно більший. Товщини міжсольової та надсольової товщ девону в межах ділянки складають 150–250 м і значно збільшуються у напрямку від Горобцівського родовища до Зачепилівського підняття, де вони сягають 700–1000 м, проте збільшення потужності співпадає із значним заглибленням продуктивних товщ.

*Яблунівсько-Калайдинцівська ділянка* охоплює територію між Яблунівським та Калайдинцівським родовищами (зона III на рис. 5.32). В межах ділянки задокументовано нафтогазопрояви в міжсольовій товщі девону (табл. 5.1). Зразки керну міжсольової товщі з Калайдинцівської площі характеризуються сильною бітумінозністю що може бути індикатором існування древніх покладів нафти, зруйнованих в процесі тектонічної еволюції басейну. Антикліналь Яблунівського родовища розташована в приосьовій зоні, а її девонські горизонти (D<sub>3oz-hv</sub>) є високопродуктивними, утворюють масивно-пластовий поклад з нижньовізейськими та турнейськими горизонтами. Враховуючи продуктивність девонських горизонтів Яблунівського родовища, існує вірогідність існування незруйнованих покладів ВВ вздовж північно-східних схилів Висачківсько-Ромоданівського та Позняківського сольових тіл. Товщина девонських відкладів цієї ділянки

незначна: надсольової товщі не перевищує 100 м, міжсольової – теж близько 100 м, але збільшується в південно-західному напрямку.

Враховуючи наведену стислу характеристику виділених ділянок і фактори, що опосередковано вказують на імовірність збереження девонських покладів протягом наступного розвитку ДДз, надані рекомендації щодо напрямку ГРР для оцінки ділянок та отримання достовірної інформації щодо перспектив нафтогазоносності, які пропонується проводити в 4 етапи:

- 1 етап – тематичні роботи з уточнення структурних особливостей девонських відкладів ділянок та відтворення геохронології утворення розривних порушень (фактично метою роботи є перегляд всіх наявних сейсмічних даних, поєднання локальних структурних карт з метою ідентифікації ділянок, що найменшою мірою зазнали впливу протягом активних тектонічно-структурних етапів розвитку ДДз);
- 2 етап – за результатами робіт 1-го етапу постановка додаткових 2D сейсмічних досліджень в межах обраних ділянок;
- 3 етап – після уточнення структурної будови та геохронології розвитку найбільш перспективних площ та з врахуванням задокументованих нафтогазопроявів, відомих покладів, оцінкою просторового розподілу порід-колекторів – створення просторової кінетично-структурної моделі обраних ділянок, що буде відтворювати процес міграції та акумуляції ВВ і наступний структурний розвиток, дасть змогу оцінити вірогідність збереження покладів в окремих найменш змінених у часі блоках та площах;
- 4 етап – за результатами оцінки вірогідності нафтогазоносності найперспективніших блоків, визначення перспективних ресурсів та оцінки геолого-економічних ризиків – проектування пошукових і розвідувальних свердловин.

## ВИСНОВКИ

Найважливіші практичні та наукової результати дисертації:

1. Вперше системно досліджено і описано керогеновмісні товщі палеозою південної прибортової зони ДДЗ. Вивчення шліфів, аншліфів, інтерпретація та аналіз даних ГДС дозволили зробити висновки щодо розповсюдження керогеновмісних горизонтів. Ідентифіковані мацерали вітриніту та ліптиніту керогеновмісних товщ та вугільних шарів, кореляція останніх з одновіковими горизонтами з урахуванням геохімічних досліджень попередників дозволили класифікувати типи керогену, охарактеризувати потенціал нафтогазогенерації, виділити ключові нафтогазоматеринські товщі південної прибортової зони ДДЗ.

2. За допомогою 1D моделювання історії заглиблення осадових комплексів для розрізів 43 глибоких свердловин ділянки досліджень із корегуванням результатів за даними виміру відбивної здатності вітриніту визначено тренд потужності теплового потоку Землі в межах ділянки досліджень протягом розвитку ДДЗ.

3. Вперше для південної прибортової зони ДДЗ створені 1D моделі історії заглиблення осадових комплексів, термальної зрілості керогеновмісних порід та визначення геохронології генерації вуглеводнів, 2D моделі нафтогазогенерації та акумуляції вуглеводнів вздовж регіональних профілів Гупалівка-Гути і Сагайдак-Лебедин, 3D модель нафтогазової системи південної прибортової зони ДДЗ. Це, з урахуванням структурних особливостей південної прибортової зони ДДЗ, дозволило отримати науково-обґрунтовані висновки щодо геохронології генерації та акумуляції вуглеводнів, домінуючих типів та шляхів міграції, механізмів накопичення відомих покладів з наступним їх збереженням чи руйнуванням.

4. Створені за допомогою 3D моделювання результуючі карти нафтогазонакопичення у верхньосерпуховському та турнейському комплексах південної прибортової зони ДДЗ підтверджуються численними відомими покладами нафти і газу. Достовірність локального прогнозу нафтогазоносності за допомогою

3D моделювання складає 85%, достовірність погоризонтного прогнозу підтверджується на 55-68%, а достовірність прогнозу фазового стану вуглеводів у коректно прогнозованих покладах складає 72-94%.

5. За результатами 3D моделювання визначена потенційна нафтогазоносність серпуховських та верхньовізейських відкладів у 16 неопошуканих структурах в межах південної прибортової зони ДДЗ та 8 глибоких та надглибоких об'єктах у межах приосьової зони ДДз, що дозволило надати пропозиції щодо подальшого напрямку ГРР.

6. Виділені 3 ділянки з передумовами збереження традиційних покладів вуглеводнів в девонських відкладах: Левенцівсько-Личківська, Зачепилівсько-Сагайдацька, Яблунівсько-Калайдинцівська, надані рекомендації щодо напрямку ГРР, включаючи пошукове буріння, для уточнення структурних особливостей цих ділянок, ідентифікації перспективних об'єктів, оцінки геолого-економічних ризиків їх освоєння.

7. Проведено аналіз стратиграфічно-седиментаційних особливостей керогеновмісних формацій південної прибортової зони ДДЗ з позицій секвентної стратиграфії, їх літолого-фаціальних і геохімічних особливостей, що дозволило зробити прогноз щодо наявності порід-колекторів нетрадиційного типу. Визначені критерії ідентифікації та оцінки потенційно-нафтогазоносних керогеновмісних товщ як порід-колекторів нетрадиційного типу в осадових басейнах України.

8. Створено петрофізичну модель та на її основі спільно із співробітниками НДІ "Науканафтогаз" та КНУ імені Тараса Шевченка розроблено новий метод кількісної оцінки вмісту керогену в розрізі свердловини за даними промислової геофізики (методів ГК, ННК(НГК), АК і ГГК-Щ). За умови використання вхідних даних прийнятної якості, розроблений метод визначає вміст ОР в розрізі свердловин з похибкою в межах 1,0–1,5% при вмісті ОР від 1,5% до 10,0% (без калібрування за керовими даними). Розроблений метод рекомендується для використання науково-дослідними та виробничими підприємствами нафтогазової галузі.

9. За низкою критеріїв нафтогазоносності керогеновмісних формацій як порід-колекторів нетрадиційного типу, конкретизовано горизонти та локальні перспективні ділянки в межах південної прибортової зони ДДЗ. Обґрунтовані перспективи промислової газоносності керогеновмісних товщ можна пов'язати з верхньовізейськими рудівськими шарами (В-23) в межах Богатойсько-Керносівської ділянки, Срібнянської і Жданівської депресій. Однак, глинисто-домінуючий літологічний склад керогеновмісних товщ ставить під сумнів перспективи ефективного застосування технології ГРП в межах Богатойсько-Керносівської ділянки.

10. Невизначеними, уточнення яких потребує додаткових досліджень, залишаються передумови нафтоносності турнейських карбонатно-глинистих та карбонатних керогеновмісних товщ в межах Нехворощанського виступу; перспективи девонських міжсольової та підсольової товщ в межах ділянки, що простягається від Гнідинцівського до Прилуцького родовищ; імовірна газоносність міжсольової товщі девону в межах Зачепилівсько-Сагайдацької ділянки; перспективи нижньосерпуховських (С-18–С-23) та верхньовізейських (В-14–В-16) горизонтів, які мають дуже широке латеральне простягання.

Використання результатів дисертаційної роботи, як очікується, дозволить збільшити коефіцієнт успішності пошуково-розвідувального буріння з приростом видобувних запасів та приріст ресурсів за рахунок новооцінених площ та об'єктів. Розроблена 3D модель охоплює ділянку центрального сегменту південної прибортової зони та частину прилеглої приосьової зони ДДЗ, що дозволяє розширити її межі для оцінки високо-ризикових глибоких та надглибоких об'єктів з метою вивчення площ центральної частини ДДЗ. Аналогічний підхід рекомендується застосувати в інших НГР України.

Запропоновано комплекс подальших досліджень, тематичних робіт, ГРП та бурових робіт для уточнення властивостей керогеновмісних порід як порід-коле-

кторів нетрадиційного типу. Подальший розвиток цього напрямку допоможе локалізувати ділянки з найвищими показниками нафтогазонасичення та коефіцієнтом нафтогазовилучення з порід-колекторів нетрадиційного типу.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Айзенберг Д.Е. Стратиграфия. / Д.Е. Айзенберг, О.И. Берченко, Н.Е. Бражникова // Київ: Наукова думка, 1988. Т.2. 147с.
2. Арсирій Ю.А. Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины. Київ: Мингео УССР, 1984. 190 с.
3. Арсирій Ю.А. К вопросу о строении прибортовых зон Днепровско-Донецкой впадины / Ю.А. Арсирій, А.Б. Холодных, В.П. Стрижак // Геологічний журнал. 2002. №4. С. 33–41.
4. Арсирій Ю.О. Тектонічне районування ДДЗ на базі побудов нового покоління / Ю.О. Арсирій, А.Б. Холодных, О.К. Ципко // Нафта і газ України-2000. Збірник наукових праць. Івано–Франківськ : УНГА, 2000. Т.1. С. 358–359.
5. Атлас родовищ нафти і газу України. Східний нафтогазоносний регіон. УНГА. Львів : "Центр Європи", 1998. Т.3. С. 928–1425.
6. Байков А.А. Литогенез (мобілізація, перенос, седиментація, діагенез осадков). / А.А. Байков, В.И. Седлецкий // Ростов-на-Дону: СКНЦ ВШ, 1997. 448 с.
7. Бенько В.М. Геологічна будова і перспективи нафтогазоносності глибокозанурених (5–7 км) горизонтів центральної та південно–східної частини Дніпровсько-Донецької западини: дис. канд. геол. наук: спец. 04.00.17 –геологія нафти і газу. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. 2011. 202 с.
8. Биостратиграфия верхнего венда – нижнего кембрия разреза р. Сухарихи (Сибирская платформа) / Лучинина В.А. Коровников И.В., Сипин Д.П., Федосеев А.В. // Геология и геофизика. 1997. № 8. С. 1346–1358.
9. Вакарчук С.Г. Геологія, літологія і фації карбонатних відкладів візейського ярусу центральної частини Дніпровсько-Донецької западини в зв'язку з нафтогазоносністю. Чернігів: ЦНТЕІ, 2003. 163 с.
10. Вакарчук С.Г. Оцінка ресурсного потенціалу сланцевого газу нафтогазоносних басейнів України / С.Г. Вакарчук, Т.Є. Довжок, К.К.



- Філюшкін // Нафтогазова галузь України. 2014. №3. С. 3–8.
11. Вакарчук С.Г. Перспективи пошуку скупчень вуглеводнів нетрадиційного типу в карбонатних відкладах башкирського ярусу Дніпровсько-Донецької западини // Нафтогазова галузь України. 2015. № 3. С. 3–6.
  12. Вакарчук С.Г. Ресурсний потенціал нетрадиційних вуглеводнів ущільнених карбонатних порід турнейського ярусу ДДЗ // Нафтогазова галузь України. 2015. № 5. С. 46–49.
  13. Вакарчук С. Г. Перспективи пошуку вуглеводнів нетрадиційного типу в палеозойських відкладах Переддобрудзького прогину / С.Г. Вакарчук, І.О. Карпенко // Геолог України. 2013. № 3. С. 64–71.
  14. Вейль П. Популярная океанография. Л. : Гидрометеиздат, 1977. 504 с.
  15. Вертюх А.М., Деякі особливості осадконакопичення та розповсюдження нижньовізейського карбонатного комплексу ДДЗ / А.М. Вертюх, І.М. Бабко // Міжнародна наукова конференція молодих вчених та спеціалістів. Чернігів, 2000. С. 20–21.
  16. Габдулин Р.Р. Секвентная стратиграфия: Учебное пособие. М.: МАКС Пресс, 2008. 113 с.
  17. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник / О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин, Б.А. Соколов, В.Е.Хаин. М.: МГУ, 2012. 432 с.
  18. Геолого-структурно-термо-атмогеохімічні технології прогнозування, пошуків і розвідки родовищ вуглеводнів. Навч. посіб. / І.Д. Багрій, О.М. Карпенко, В.Г. Семенюк, І.П. Гафіч, І.О. Карпенко та ін. К.: ІГН НАН України, 2016. 309 с.
  19. Геофізична діагностика газосланцевих товщ / Карпенко О.М., Башкиров Г.Л., Вакарчук С.Г., Демидов В.К., Карпенко І.О. // М-ли Міжнар. наук. конф. "Нетрадиційні джерела вуглеводнів в Україні: пошуки, розвідка, перспективи" (КНУ імені Тараса Шевченка, 27–29 листопада 2013 р.). Київ: КНУ імені Тараса Шевченка, 2013. С. 105–108.
  20. Главная зона нефтеобразования / М.Б. Вассоевич, Ю.І. Корчагіна, Н.В.

- Лопатін, В.В.Чернішев. Вестник МГУ, 1969. С. 3–27.
21. Гладун В.В. Основні критерії прогнозування нафти і газу східного газонафтоносного регіону України: дис.докт. геол. наук.: спец. 04.00.17 – геологія нафти і газу. Київ: ІГН НАН України, 2012. 608 с.
  22. Етапи утворення вуглецевих формацій в геологічних структурах України / А.Я. Радзівілл, В.Ф. Шульга, А.В. Іванова, С.О. Мачуліна, Н.В. Вергельська, А.В. Александрова, Л.Б. Зайцева. Київ: LAT&K, 2012. 216 с.
  23. Жук В.М. Рациональне використання водних ресурсів в контексті освоєння прогнозних ресурсів нафти і газу в межах Харківської області / В.М. Жук, І.О. Карпенко, Д.Ю. Серединський // Вісник Одеського національного університету. Географічні та геологічні науки. 2015. Т. 20. вип. 2. С. 11–23.
  24. Закономерности размещения и прогнозирования значительных скоплений нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине / Н.И.Евдошук, Б.П. Кабышев, Т.М. Пригарина, Д.И. Чупрынин, З.П. Шевякова. К. : Наукова думка, 1998. 198 с.
  25. Єгурнова М.Г. Нафтогазоносні об'єкти України. Київ: Наукова думка, 2005. 196 с.
  26. Іванова А.В. Каталог показателей отражения витринита угольной органики осадочной толщи Доно–Днепровского и Преддобруджинского прогибов с установленными палеогеотермическими градиентами и амплитудами вертикальных перемещений тектонических структур. Київ: ІГН НАН України, 2012. 96 с.
  27. Ігнатченко Н.В. Петрологія углей карбона Днепровско-Донецкой впадины. / Н.В.Ігнатченко, Л.Б.Зайцева, А.В.Іванова //Київ: Наукова думка, 1979.136 с.
  28. Іванова А.В. Генезис і еволюція солоного вугілля України та проблеми його освоєння: дис. докт. геол. наук за спец. 04.00.01 – загальна та регіональна геологія. Київ: ІГН НАН України, 2016. 336 с.
  29. Кабишев Ю.Б. Закономірності генерації і прогноз скупчень газу

- центральнобасейнового типу в Дніпровсько-Донецькій западині: дис. канд. геол. наук: 04.00.17 – геологія нафти і газу. Київ: ІГН НАН України, 2003. 190 с.
30. Кабышев Б.П. Палеотектонические исследования и нефтегазоносность в авлакогенных областях. Київ: Недра, 1987. 191 с.
  31. Кабышев Б.П. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины / Б.П.Кабышев, П.Ф.Шпак, О.Д.Билык // Нефтегазоносность. Київ: Наук. думка, 1989. 204 с.
  32. Карпенко І.В. Двоциклова модель будови візейських відкладів Дніпровсько-Донецької западини // Збірник наук. праць УкрДГРІ, 2002. С. 92–100.
  33. Карпенко І.О. Литолого-геофизические свойства сланцевых пород с повышенным содержанием керогена // Вісник КНУ імені Тараса Шевченка. Геологія. 2014. № 1. С. 41–47.
  34. Карпенко І. Петрофізичні передумови оцінки вмісту керогену в гірських породах за даними промислової геофізики / І.О. Карпенко, О.М. Карпенко, Г.Б.Башкиров // Вісник КНУ імені Тараса Шевченка. Геологія. 2014. № 4. С. 44–48.
  35. Карпенко І.О. Менеджмент водних ресурсів у контексті освоєння прогнозних ресурсів вугільного метану на прикладі Павлоградсько-Петропавлівської площі / І.О.Карпенко, М.А.Захарченко, Д.Ю.Серединський // Мінеральні ресурси України. 2015. № 4. С. 14–21.
  36. Карпенко І.О. Просторова модель нафтогазової системи південно-прибортової зони ДДЗ // Нафтогазова галузь України. 2016. № 6. С. 10–14.
  37. Карпенко І.О. Відклади трансгресивних секвенцій як джерело генерації вуглеводнів та перспективні об'єкти на наявність скупчень вуглеводнів неконвенційного сланцевого типу // М-ли Міжнар. наук. конф. "Нетрадиційні джерела вуглеводнів в Україні: пошуки, розвідка, перспективи" (КНУ імені Тараса Шевченка, 27–29 листопада 2013 р.). Київ: КНУ імені Тараса Шевченка, 2013. С. 46–48.

38. Карпенко І.О. Кінетичне 3D моделювання нафтогазової системи південної прибортової зони Дніпровсько-Донецького рифту з метою прогнозування нафтогазоносності / І.О.Карпенко, А.В.Іванова, Л.Б.Зайцева // М-ли наук.-практ. конф. "Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування" (Україна, м. Трускавець, 4–7 жовтня, 2016 р.). Трускавець. 2016. С. 249–251.
39. Карпенко І.О. Інвестиційна привабливість площ з негативними результатами пошукового буріння в межах Українських нафтогазоносних регіонів // М-ли наук.-практ. конф. "Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування" (Україна, м. Трускавець, 5–8 жовтня, 2015 р.). Трускавець. 2015. С.41–44.
40. Карпенко І.О. Оптимізація водовикористання на потреби ГРП в контексті прогнозного освоєння ресурсів газу нетрадиційних джерел Східного нафтогазоносного регіону України / І.О.Карпенко, А.І.Стойко, П.Кузьмірчук // М-ли наук.-практ. конф. "Питання пошуків, розвідки та екологічних аспектів видобування вуглеводнів з ущільнених колекторів, газосланцевих товщ та вуглевміщуючих пластів" (КНУ імені Тараса Шевченка, 3–4 червня 2015 р.). Київ: КНУ імені Тараса Шевченка. 2015. С. 21–23.
41. Карпенко І.О. Нафтогазоматеринські товщі та їх вплив на відкриті поклади вуглеводнів в межах південно-прибортової зони ДДз / І.О.Карпенко, А.В.Іванова, Л.Б.Зайцева // М-ли наук.-практ. конф "Сучасні проблеми нафтогазової геології" (К. ІГН НАН України. 17 червня 2016 р.). К. 2016. С. 33–35.
42. Карпенко І.О. Трансгресивні секвенції XIV мікрофауністичного горизонту в межах центральної частини північного заходу Дніпровсько-Донецького басейну в зв'язку з пошуком скупчень сланцевого газу // Нафтогазова галузь України. 2015. № 2. С. 14–18.
43. Карпенко О.М. Визначення вмісту органічної речовини в гірських породах за геофізичними даними / О.М.Карпенко, Г.Л.Башкиров, І.О. Карпенко // Вісник КНУ імені Тараса Шевченка. Геологія. 2014. № 3. С. 71–76.

44. Карпенко О.М. До прогнозу освоєння вуглеводневих ресурсів східної частини ДДЗ / О.М.Карпенко, В.А.Михайлов, І.О.Карпенко // Вісник КНУ імені Тараса Шевченка. Геологія. 2015. № 1. С. 49–54.
45. Кизильштейн Л.Я. Экогеохимия элементов-примесей в углях. Ростов–на–Дону: СКНУ ВШ, 2002. 296 с.
46. Коровников И.В. Основные биотические рубежи в кембрии севера Сибирской платформы / И.В.Коровников, А.В.Федосеев, Д.П.Сипин // Геология и геофизика. 2002. № 6. Т. 43. С. 493–511.
47. Куриленко В. Вплив галокінезу на нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької западини / В.Куриленко, Е.Петрова, Т.Гусиніна // Вісник КНУ імені Тараса Шевченка. Геологія. 2011. № 2 (55). С. 14–17.
48. Лукин А.Е. Литогеодинамические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах. Київ: Наукова думка, 1997. 223 с.
49. Макагон В.В. Літологія і палеогеографія візейських відкладів центральної частин Дніпровсько-Донецької западини (у зв'язку з нафтогазоносністю): дис. канд. геол. наук: спец. 04.00.21 – літологія. Київ: ІГН НАН України, 2008. 150с.
50. Макогон В.В. Літологія і палеогеографія візейських відкладів центральної частини Дніпровсько-Донецької западини (у зв'язку з нафтогазаносністю): автореф. дис. канд. геол. наук: спец. 04.00.21 – літологія. Київ: ІГН НАН України, 2008. 22 с.
51. Маценко Г. Короткий словник з петрографії вугілля. / Г.Маценко, В.Білецький, Т.Шендрік // Донецк: Східн. видавн., 2011. 74 с.
52. Мачулина С.А. Графо-аналитический метод оценки генерационного потенциала визейской доманикоидной толщи ДДВ / С.А.Мачулина, В.С.Куриленко, Е.П.Олейник // Геологічний журнал. 2010. № 3. С. 281–286.
53. Мачулина С.А. Седиментационная цикличность и методика изучения девонско-нижнекаменноугольных нефтегазоносных отложения ДДВ: дис. канд. геол. наук: спец. 04.00.21 – загальна та регіональна геологія. Київ: ІГН НАН України, 1995. 212 с.

54. Мачулина С.А. Стыльская свита Донбасса – аналог черносланцевых формаций // Геологічний журнал. 2008. № 2. С. 52–61.
55. Мачулина С.А. Нетрадиционные коллектора черносланцевых пород карбона Днепровско-Донецкой впадины и Складчатого Донбасса // М-лы Междунар. научн.–практ. конф. "Нетрадиционный коллектор нефти и газа и природных битумов" (Казань, август 2005 г.). Казань. 2005. С. 175–177.
56. Мачулина С.А. Черные сланцы – многофакторный объект исследования в геологии и стратиграфии // Наук. праці ДонНТУ. Сер. гірн.-геол. 2011. № 15 (192). С. 276–280.
57. Мачуліна С.О. Геологія та нафтогазоносність доманікоїдних відкладів: дис. докт. геол. наук: спец. 04.00.01 – загальна та регіональна геологія. Київ: ІГН НАН України, 2016. 366 с.
58. Мачуліна С.О. До геології візейської доманікоїдної товщі Дніпровсько-Донецької западини / С.О.Мачуліна, І.М.Бабко // Нафтова і газова промисловість. 2004. № 5. С. 3–8.
59. Мачуліна С.О. Особливості осадконагромадження візейських доманікітів Дніпровсько-Донецької западини // Нафтова і газова промисловість. 1993. № 2. С. 10–15.
60. Михайлов В.А. Рівень дозрілості органічної речовини відкладів Дніпровсько-Донецької западини у зв'язку з перспективами відкриття родовищ нетрадиційного газу / В.А.Михайлов, О.Ємець // Вісник КНУ імені Тараса Шевченка. Геологія. 2014. № 1(64). С. 48–53.
61. Монин А.С. История климата. / А.С.Монин, Ю.А.Шишков //Л.: Гидрометеоиздат, 1979. 408 с.
62. Неручев С.Г. Уран и жизнь в истории Земли. – М.: ВНИИГРИ, 2007. 328 с.
63. Нетрадиційні джерела вуглеводнів: Східний нафтогазоносний регіон: аналітичні дослідження: Монографія / В.А. Михайлов, С.А. Вижва, В.М. Загнітко, В.В. Огар, О.М. Карпенко та ін. Київ: ВПЦ "Київський університет", 2014. Книга IV. 431 с.

64. Нетрадиційні джерела вуглеводнів: Перспективи освоєння ресурсів сланцевого газу та сланцевої нафти у Східному нафтогазоносному регіоні України: Монографія / С.Г. Вакарчук, О.Ю. Зейкан, Т.Є. Довжок, В.А. Михайлов та ін. Київ: ТОВ "ВТС ПРИНТ", 2013. Книга V. 240 с.
65. Нефтегазогенерационные свойства пород палеозоя Днепровско-Донецкой впадины по данным пиролиза на установке Рок-Эвал / Кабышев Б.П., Кабышев Ю.Б., Кривошеев В.Т., Пригарина Т.М., Ульмишек Г.Ф. // Доп. НАН України. 1999. Т.12. С. 112–117.
66. Огар В.В. Візейські кремєністі породи США та України: поширення, генезис та нафтогазоносність // Збірник наук. праць Інституту геологічних наук НАН України. 2012. № 5. С. 143–152.
67. Петров О.В. Петрологический атлас ископаемого органического вещества России. СПб.: ВСЕГЕИ, 2006. 604 с.
68. Петрофізичні властивості карбонатних порід башкирського ярусу Великобубнівського нафтогазоконденсатного родовища / В.Й. Прокопів, С.Ф. Кучер, М.Ю., Нестеренко, Ю.І. Федоришин, Р.С.Балацький // Нафтогазова галузь України. 2015. № 4. С. 5–8.
69. Петтиджон Ф. Осадочные породы. М.: Недра, 1981. 750 с.
70. Полетаев В.И. Расчленение и корреляция разнофациальных толщ нижнего и низов среднего карбона Днепровско–Донецкого авлакогена. / В.И.Полетаев, Г.И.Вакарчук, Л.Т.Винниченко // Київ: ИГН НАН УССР, 1991. 51 с.
71. Редколіс В.А. Перспективи нафтогазоносності нижньовізейсько-турнейського продуктивного комплексу за даними сеймостратиграфічних досліджень в межах північного схилу Срібнянської депресії ДДЗ / В.А.Редколіс, О.П.Вергуненко // М-ли наук.-практ. конф. "Нафтогазова геофізика – інноваційні технології" (Івано-Франківськ, ІФНТУНГ, 2011). Івано-Франківськ, ІФНТУНГ. 2011. С. 186–189.
72. Ставицький А.Е. Результати комплексних досліджень та обґрунтування перспективних зон і полігонів для пошуків сланцевого газу / А.Е.Ставицький,

- П.С.Голуб // Мінеральні ресурси України. 2011. № 2. С. 4–12.
- 73.** Стовба С.М. Геодинамическая эволюция Днепровско-Донецкой впадины и Донбасса: дис. докт. геол. наук: спец. 04.00.22 – геофизика. Київ: Інститут геофізики ім. С.И. Субботина НАН України. 2008. 421 с.
- 74.** Стойко А.І. Використання водних ресурсів під час проведення ГРП / А.І.Стойко, І.О.Карпенко, П.Кузмірчук // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2015. № 3(56). С. 127–133.
- 75.** Стратиграфія УРСР. Київ: Наукова думка, 1970. Т. 6. 280 с.
- 76.** Тіссо Б. Образование и распространение нефти. / Б.Тіссо, Д.Вельте // М.: Мир, 1989. 501 с.
- 77.** Федоришин Д.Д. Особливості кореляції продуктивних горизонтів Дніпровсько-Донецької западини у відкладах з трансгресивним характером осадонакопичення / Д.Д.Федоришин, Б.І.Садівник // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. 2011. № 1. С. 17–24.
- 78.** Холодних А.Б. Деякі особливості будови приосьової зони Дніпровського грабена // Нафта і газ України-2002. Зб. наук. пр. Київ: УНГА, 2003. Т.1. С. 274–275.
- 79.** Хоменко В.А. Девон Днепровско-Донецкой впадины. Київ: Наукова думка, 1986. 114 с.
- 80.** Эйнзале Г. Циклическая и событийная седиментология. / Г.Эйнзале, А.Зейлахера //М.: Мир, 1985. 504 с.
- 81.** Юдович Я.Э. Грамм дороже тонны. Редкие элементы в углях. М.: Наука, 1989. 160 с.
- 82.** Юдович Я.Э. Неорганическое вещество углей / Я.Э.Юдович, М.П. Кетрис // Екатеринбург: УрОРАН, 2002. 422 с.
- 83.** A mathematical representation of Rock-Eval hydrogen index vs Tmax profiles / A. Banerjee, A.K. Sinha, A.K. Jain, N.J. Thomas, K.N. Misra, K. Chandra // Organic Chemistry. 1998. Volume 28. Issues 1–2. 30 January. pp. 43–55.



84. A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs / Passey Q.R. Creaney S., Kulla J.B., Moretti F.J., Stroud J.D. // AAPG Bulletin. 1990. V.74. No.12. pp. 1777–1794.
85. Archie G.E. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. Petroleum Transaction of the AIME, 1942. pp. 54-62.
86. Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the Ordovician Utica Shale of the Appalachian Basin Province / Kirschbaum M.A., Schenk C.J., Cook T.A., Ryder T.A. and ac. Houston : United States Geological Survey, 2012. 6 p. URL <https://pubs.usgs.gov/fs/2012/3116/FS12-3116.pdf>.
87. Calvert S.E. Oceanographic controls on the accumulation of organic matter in marine sediments // Marine Petroleum Source Rocks. 1987. Geological Society of London Special Publication. Vol. 26. pp. 137–152.
88. Campbell F.A. Mineralogic and chemical composition of Ireton and Duverney Formations, central Alberta / F.A.Campbell, T.A.Oliver// Bull. Canadian Petroleum Geol. 1968. V.16. No 1. pp. 40-63.
89. Carlos R. Gas shales characterization: upper Mississippian Fayetteville Shale, Arkoma Basin, a Case Study / R.Carlos, R.Slatt // AAPG Search and Discovery. Article # 90142. 2012. AAPG Annual Convention and Exhibition, April 22-25, 2012. Long Beach, California. URL <http://www.searchanddiscovery.com/abstracts/html/2012/90142ace/abstracts/ceeron.htm>.
90. Carpentier B. Diagraphies et rochesmeres estimation des teneurs en carboneorganiquepar la methode Carbolog / B.Carpentier, G.Bessereau, A.Y.Huc // Revue de L'Institut Francais du Petrole. 1989. Vol. 44. pp. 699–719.
91. Carpienter B. Alain-Yves Y. Method for estimating the organic matter content of sedimentary rocks from data recorded in wells by well-logging probes. USA. Patent 5,126,939. Int. Cl. GO1V 1/00. G06F 15/48. 30.06.1992.
92. Chen F. Organoporosity Evaluation of Shale: A Case Study of the Lower Silurian Longmaxi Shale in Southeast Chongqing, China / F.Chen, S.Chen,

- L.X.Ding // Scientific World Journal. 2014. №893520. 9 p.  
URL <https://www.hindawi.com/journals/tswj/2014/893520/>.
- 93.** Ciechanowska M. Ocena potencjału macierzystości perspektywicznych formacji ropogazonosnych metodami geofizyki wiertniczej / M.Ciechanowska, J. Kusmerek // Nafta-Gaz. 1992. pp. 269–277.
- 94.** Classification of liptinite - ISSP System 1994 / Pickela W., Kusb J., Floresc D., Kalaitzidis S., Christianis K., Cardotte B.J., Misch-Kennan M., etc. ICCP // International Journal of Coal Geology. 2017. 169. pp. 40–61.
- 95.** Classification of huminite –ICCP System 1994 / Sýkorová I., Pickel W., Christianis K., Wolf M., Taylor G.H., Flores D. // International Journal of Coal Geology. 2005. Vol. 62. pp. 85–106.
- 96.** Eagle Ford shale reservoir properties from digital rock physics / Walls J.D., Diaz E., Derzhi N., Grader A., Dvorkin J., Arredondo S., Carpio G., Sinclair S. // HGS Applied Geoscience Mudrocks Conference (AGC, Monday 7-Feb-11 to Tuesday 8-Feb-11, Woodlands, TX). 2011. 7 p. URL <http://www.ingrainrocks.com/media/files/None/Ingrain-HGS-Mudrock-Feb-2011.pdf>.
- 97.** Fairbanks M.D. High Resolution stratigraphy and facies architecture of the Upper Cretaceous (Cenomanian-Turonian) Eagle Ford Formation, Central Texas. / M.D.Fairbanks, S.C.Ruppel // Search and Discovery. Article 10408. 2012. #URL [http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2012/10408fairbanks/ndx\\_fairbanks.pdf.html](http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2012/10408fairbanks/ndx_fairbanks.pdf.html).
- 98.** Fertl H.W. Total organic carbon content determined from wireline well logs / H.W.Fertl, V.Chillingar // SPE Formation Evaluation. SPE-15612-PA. 1988. 13 p. URL <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-15612-PA>.
- 99.** From oil-prone source rock to gas-producing shale reservoir – geologic and petrophysical characterization of unconventional shale–gas reservoirs / Passey Q.R., Bohacs K.M., Esch W.L., Klimentidis R., Sinha S. // International Oil and Gas Conference and Exhibition in China (8-10 June, Beijing, China). SPE, 2010. SPE-

- 131350-MS. p. 25. URL <http://www.ogs.ou.edu/MEETINGS/Presentations/Shales2010/Passey.pdf>.
- 100.** Gamero-Diaz H. sCore: A Classification Scheme for Organic Mudstones Based on Bulk Mineralogy. / H.Gamero-Diaz, C.Miller, R.Lewis // Ft. Worth, Texas: AAPG 2012 Southwest Section Meeting, 19–22 May 2012. URL [http://www.searchanddiscovery.com/documents/2012/40951diaz/ndx\\_diaz.pdf](http://www.searchanddiscovery.com/documents/2012/40951diaz/ndx_diaz.pdf).
- 101.** Global time scale and regional stratigraphic reference scales of Central and West Europe, East Europe, Tethys, South China, and North America as used in the Devonian-Carboniferous-Permian Correlation Chart 2003 (DCP 2003) Menning M., Alekseev A.S., Chuvashov B.I., Davydov V.I., Devuyst X., etc. // *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology* (Elsevier). October 6, 2006. Volume 240. Issues 1–2. pp. 318–372.
- 102.** Hammes U. Geologic analysis of the Upper Jurassic Haynesville Shale in east Texas and west Louisiana. / U.Hammes, S.H.Hamlin, T.E.Ewing // *AAPG Bulletin*. October 2011. V. 95. No. 10. pp. 1643–1666.
- 103.** Haq B.U. Phanerozoic cycles of sea-level change on the Arabian Platform / B.U.Haq, A.M.Al-Qahtani // *GeoArabia*. 2016. Vol. 10. pp. 127–160.
- 104.** Haq R.B.U. A chronology of Paleozoic sea-level changes / R.B.U.Haq, S.Shutter // *Science*. October 2008. Vol. 322. pp. 64–68.
- 105.** Harris P.M. Carbonate Mud and Carbonate Source Rocks / P.M.Harris, B.J.Katz // *Search and Discovery*. Article # 40305. 2008. URL <http://www.searchanddiscovery.com/documents/2008/08102harris45/>.
- 106.** Henderson petrophysics. Source Rock Analysis From Wireline Logs. – Houston : Henderson petrophysics, 2013 p. URL [https://www.google.com.ua/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=6&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwjHtLjix8vSAhVTb5oKHQpsCkMQFgg8MAU&url=http%3A%2F%2Fwww.petroleumengineers.ru%2Fsites%2Fdefault%2Ffiles%2Fsource\\_rock\\_analysis\\_from\\_well\\_logs.doc&usg=AFQjCNEtyuFo-n8LEq\\_v-PXmoMtBSYQP8g&bvm=bv.149093890,d.bGs](https://www.google.com.ua/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=6&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwjHtLjix8vSAhVTb5oKHQpsCkMQFgg8MAU&url=http%3A%2F%2Fwww.petroleumengineers.ru%2Fsites%2Fdefault%2Ffiles%2Fsource_rock_analysis_from_well_logs.doc&usg=AFQjCNEtyuFo-n8LEq_v-PXmoMtBSYQP8g&bvm=bv.149093890,d.bGs).

- 107.** Heslop K.A. Generalized Method for the Estimation of TOC from GR and Rt // Search and Discovery. 2010. Article #80117. pp. 6. URL [http://www.searchanddiscovery.com/documents/2010/80117heslop/ndx\\_heslop.pdf](http://www.searchanddiscovery.com/documents/2010/80117heslop/ndx_heslop.pdf).
- 108.** International Committee for Coal Petrology (ICCP) International Handbook of Coal Petrography. 2<sup>nd</sup> Edition. Paris: CNRS, 1971. Vol. 2. 494 p.
- 109.** Kalkreuth W. Organic petrology and geochemical (Rock Eval) studies on oil shales and coals from the Pictou and Antigonish areas, Nova Scotia, Canada / W.Kalkreuth, G.Macauley // Bulletin of Canadian Petroleum Geology. 1987. 35(3). pp. 263–295.
- 110.** Karpenko I.O. Devonian and Carboniferous Petroleum Source Rocks within Southern Border Zone of Dnieper-Donets basin // М-ли VI Всеукр. конф.-школи "Сучасні проблеми геологічних наук" (Київ, КНУ імені Тараса Шевченка, 14–16 квітня, 2016). Київ: КНУ імені Тараса Шевченка, 2016. С. 32–34.
- 111.** Karpenko I.O. Identification of petroleum system elements and downscaling of complex geo-data sets for development of 3D model of semi-regional scale. Example of Southern border area of Dnieper-Donets rift. // 15th EAGE International Conference on Geoinformatics.Theoretical and Applied Aspects (Ukraine, Kyiv, Taras Shevchenko National University of Kyiv, 10 May 2016). Kyiv. 2016. pp. 170–173.
- 112.** Karpenko O. Determination of input parameters for modeling and Successful hydraulic Fracturing / O.Karpenko, V.Mykhaylov, I.Karpenko // International Sc. Conference "Recent Advances in Numerical Simulation of Hydraulic Fracture" (Rzeszow, Poland, 14–16 July, 2014). Rzeszow. 2014. pp. 25–26.
- 113.** Karpenko I. It's time for the next level of shale gas industry in Poland and Ukraine // International Sc. Conference "Recent Advances in Numerical Simulation of Hydraulic Fracture" (Rzeszow, Poland, 14–16 July, 2014). Rzeszow. 2014. pp. 23–24.
- 114.** Kathy R. Comparative study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin / R.Kathy, B.Smosna,

- R.A.Smosna // Houston: U.S. Department of Energy. April 2011. DOE/NETL-2011/1478.106 p. URL <https://portalcentral.aihec.org/STEM/ShaleOilDocs/DOE-NETL-2011-1478.pdf>.
- 115.** Katz B.J. Petroleum Source Rocks. Houston: Texaco Inc.,1995. 329 p.
- 116.** Kulchinskiy V. Organic Porosity Study: Porosity Development within Organic Matter of the Lower Silurian and Ordovician Source Rocks of the Poland Shale Gas Trend // AAPG Annual Convention and Exhibition. Pittsburgh, Pennsylvania, May 19–22, 2013. Search and Discovery. Article 10522. URL [http://www.searchanddiscovery.com/documents/2013/10522kuchinskiy/ndx\\_kuchinskiy.pdf](http://www.searchanddiscovery.com/documents/2013/10522kuchinskiy/ndx_kuchinskiy.pdf).
- 117.** Lash G.G. Thickness trends and sequence stratigraphy of the Middle Devonian Marcellus Formation, Appalachian Basin: Implication for Acadian foreland basin evolution / G.G.Lash, T.Engelder // AAPG Bulletin. v. 95. no. 1 (January 2011). pp. 61–103.
- 118.** Le Tran K. Geochemical study of hydrogen sulfide sorbed in sediments // Advances In Organic Geochemistry. Oxford London-New York : Pergamon Press, 1972. pp. 717–726.
- 119.** Leventhal J.S. New data for uranium, thorium, carbon and sulfur in Devonian Black Shale from West Virginia, Kentucky and New York / J.S.Leventhal, M.B.Goldhaber // First Eastern Gas Shales Symposium (Oct. 17–19, 1977), Morgantown. MERC/SP-77-5. pp. 183–221.
- 120.** Littke R. Deposition, diagenesis and weathering of organic matter-rich sediments. Berlin: Springer-Verlag, 1993. pp. 216.
- 121.** Mann G.P. An experimental study of algal uptake U, Ba, V, Co and Ni from dilute solution / G.P.Mann, W.S.Fyfe // Chemical Geology. 1984. № 44. pp. 385–398.
- 122.** Martin R. Evolving phytoplankton stoichiometry fueled diversification of the marine biosphere / R.Martin, A.Quigg // Geoscience. 2012. №2. pp. 130–146.
- 123.** Martins-Neto M.A., Catuneanu O. Rift Sequence Stratigraphy // Marine and

- Petroleum Stratigraphy. 2009. xxx. pp. 1–7. URL <http://basin.earth.ncu.edu.tw/download/lab%20reading/Infills%20of%20rift%20basins/Rift%20sequence%20stratigraphy.pdf>.
- 124.** McCabe P.J. Depositional environment of coal and coal-bearing strata // Sedimentology of coal and coal-bearing sequences (Rahmani, R.A., Flores, R.M., Eds.). International Association of Sedimentologists, Special Publication. 1984. No 7. pp.13–42.
- 125.** McClain T. Sequence stratigraphic interpretation of the Utica Shale and associated Late Ordovician Strata, Eastern Ohio and Western Pennsylvania. Houston : Search and Discovery. Article 50613. 2012. 4 p. URL [http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2012/50613mcclain/ndx\\_mcclain.pdf.html](http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2012/50613mcclain/ndx_mcclain.pdf.html).
- 126.** McKelvey V.E. Characteristics of marine uranium bearing sedimentary rocks / V.E.McKelvey, J.M.Nelson // Economic Geology. 1950. Vol 45. No 1. pp. 35–53.
- 127.** Meissner, F.F., 1984, Petroleum geology of the Bakken Formation, Williston basin, North Dakota and Montana, in G. Demaison and R. J. Munis, eds., Petroleum geochemistry and basin evaluation: AAPG Memoir 35, pp. 159–179.
- 128.** Mendelson J.D. Petroleum source rock logging. Massachusetts: Massachusetts Institute of Technology, 1985. 80 p. URL <https://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/75069/1985.11%20Mendelson.pdf?sequence=1>.
- 129.** Mendelson J.D. Source rock characterization using multivariate analysis of log data / J.D.Mendelson, M.N.Toksoz // 26th Society of Petrophysicists and Well Log Analysts Annual Logging Symposium, 1985. pp. 253–329. URL <https://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/75069/1985.11%20Mendelson.pdf?sequence=1>.
- 130.** Mesozoic and Cenozoic sequence chronostratigraphic framework of European basins/ Hardenbol J., Thierry, J., Farley, M.B., Jacquin, T., de Graciansky, P.C., Vail P. // SEPM Special Pub. 1998. Vol. 60. pp. 3–13.

- 131.** Meyer B.L. Identification of source rock on wireline logs by density/resistivity and sonic transit time/resistivity crosplots / B.L.Meyer, M.H.Nederlof // AAPG Bulletin. 1984. Vol. 68(2). pp. 121–129.
- 132.** Miceli A.R. Organic geochemistry of the Woodford Shale, southeastern Oklahoma: How variable can shales be? / A.R.Miceli, R.P.Paul // AAPG Bulletin, 2012. Vol. 96(3). pp. 493–517.
- 133.** Misch D. Oil/gas source rock correlations in the Dniepr-Donets Basin (Ukraine): New insights into the petroleum system / D.Misch, R.F.Sachsenhofer, A.Bechtel, R.Gratzer, D.Gross, V.Makagon // Marine and Petroleum Geology. November, 2015. No 67. pp. 720-742. URL <https://www.researchgate.net/publication/282622206> Oilgas-source rock correlations in the Dniepr-Donets Basin Ukraine New insights into the petroleum system.
- 134.** Mykhailov V. Geological Features of Ukrainian Shale Formations Promising for the Presence of Industrial Unconventional Hydrocarbon Accumulations in Connection with Hydraulic Fracturing / V.Mykhailov, O.Karpenko, I.Karpenko // International Conference "Advanced Problems in Mechanics" (APM-2014) (St. Petersburg, Russian Federation, June 30–July 5, 2014). St. Petersburg, 2014. pp. 352–358.
- 135.** Oil-Source Rock and Gas-Source Rock Correlations in the Dniepr Donets Basin (Ukraine): Preliminary Results / A. Bechtel, R. Gratzer, V. Makogon, D. Misch, T. Prigarina, R. F. Sachsenhofer // Search and Discovery. Article 10668. Posted November 24, 2014. URL [http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2014/10668bechtel/ndx\\_bechtel.pdf.html](http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2014/10668bechtel/ndx_bechtel.pdf.html).
- 136.** Palaeozoic source rocks in the Dniepr-Donets Basin, Ukraine / Sachsenhofer R.F., Shymanovskyy V.A., Bechtel A., Gratzer R., Horsfield B., Reischenbacher D. // Petroleum Geoscience. 2010. Vol. 16(4). pp. 377–399.
- 137.** Petrophysical evaluation of hydrocarbon pore-thickness in Thinly Bedded clastic reservoirs / Passey Q.R. Creaney S., Kulla J.B., Moretti F.J., Stroud J.D. AAPG

Archie Series. No 1. 2006. 210 p.

- 138.** Pore distribution in the Oordovician shale of the Utica/Point Pleasant Sub–Basin / Murphy M. Daniels J., Cole D., Sheets J., Welch S. // Search and Discovery. 2012. Article 50605. URL [http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2012/50605murphy/ndx\\_murphy.pdf.html](http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2012/50605murphy/ndx_murphy.pdf.html).
- 139.** Potential for unconventional deep gas accumulation in the Donets Basin, Ukraine / Pryvalov V.A., Panova O.A., Sachsenhofer R.A., Izart A. // 73rd EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC (Vienna, Austria, 23–26 May 2011). EAGE, 2012. pp. 174–179.
- 140.** Quantitative evaluation of TOC, organic porosity and gas retention distribution in a gas shale play using petroleum system modeling: Application to the Mississippian Barnett Shale / Romero-Sarmiento M.F., Ducrosa M., Carpentiera B., Lorantb F., Cacas M.C. // Marine and Petroleum Geology. 2013. Vol. 45. pp. 315–330.
- 141.** Rafdal J. Core analysis to calibrate well log interpretation. pp 35-51. URL <http://www.ux.uis.no/~s-skj/ipt/Proceedings/SCA.1987-2004/1-SCA1991-03EURO.PDF>.
- 142.** Schmoker J.W. Determination of organic-matter content of Appalachian Devonian shales from gamma-ray logs // AAPG Bulletin. 1981. Vol. 65(7). p. 1285–1298.
- 143.** Schwartzkopf T.A. Model for prediction of organic carbon in possible source // Marine and Petroleum Geology. 1993. Vol. 10. pp. 478–493.
- 144.** Selective preservation of organic matter in marine environments; processes and impact on the sedimentary record / Zonneveld K.A.F., Versteegh, G.J.M., Kasten, S., Eglinton, etc. // Biogeosciences. 2010. Vol. 7. pp. 483–511.
- 145.** Shale Gas Core Analysis: Strategies for normalizing between laboratories and a clear need for standard materials / Spears R.W., Dudus D., Foulds A., Passey Q. // SPWLA 52nd Annual Logging Symposium (14–18 May, Colorado Springs,



- Colorado). SPWLA-2011-A. Colorado-Springs. 2011. URL <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPWLA-2011-A>.
- 146.** Shale gas/shale oil potential of Upper Visean Black Shales in the Dniepr-Donets Basin (Ukraine) / Misch D., Gross D., Mahlstedt N., Makogon V. // *Marine and Petroleum Geology*. 2015. Vol. 75. pp. 203–219.
- 147.** Sheptak K. Feasibility of sustainable water management in prospect of the development of oil and gas industry in the Kharkiv and Donetsk regions of Ukraine by 2040 / K.Sheptak, I.Karpenko, D.Seredynskiy // *Przeglad Geologiczny*. 2016. № 64 (11). pp. 925–928.
- 148.** Sequence stratigraphy: Methodology and Nomenclature / O. Catuneanu, W.E. Galloway, Ch.G.St.C. Kendall, A.D. Miall, H.W. Posamentier, A. Strasser, M.E. Tucker // *Newsletters on Stratigraphy*. Stuttgart, 2011. Vol. 44/3. pp. 173–245.
- 149.** Simenson, A.L. Depositional facies and petrophysical analysis of the Bakken Formation, Parshall field and surrounding area, Mountrail County, in North Dakota. Rocky Mountain Association of Geologists publication. The Bakken-Three Forks Petroleum System in the Williston Basin, 2011 / A.L.Simenson, S.A.Sonnenberg, R.M.Cluff // pp. 48–101.
- 150.** Slatt M.R. Comparative sequence stratigraphy and organic geochemistry of gas shales: commonality or coincidence? / M.R.Slatt, D.R.Norelis // *Journal of Natural Gas Engineering and Science*. 2012. Vol. 8. pp. 68–84.
- 151.** Sorkhabi R. The Earth's richest source rocks // *GeoExpro*. 2009. Vol. 6. No. 6 (December). pp. 20–27.
- 152.** Stratigraphy of the Woodford Shale from Behind-Outcrop Drilling, Logging, and Coring / N. Buckner, R.M. Slatt, B. Coffey, R.J. Davis // *Search and Discovery Article* 50147. 2009. AAPG Annual Convention. URL [http://www.searchanddiscovery.com/documents/2009/50147buckner/ndx\\_buckner.pdf](http://www.searchanddiscovery.com/documents/2009/50147buckner/ndx_buckner.pdf).
- 153.** Structure, stratigraphy, and petroleum geology of the Pripyat and Dnieper-Donets Basins, Byelarus and Ukraine / Ulmishek G.F., Bogino V.A., Keller M.B.,

- Poznyakevich Z.L. Interior rift basins: AAPG Memoir, 1994. Vol. 59. pp. 125–156.
- 154.** Sweeney J.J. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics / J.J.Sweeney, A.K.Burnham // AAPG Bulletin. 1990. Vol. 74. pp. 1559–1570.
- 155.** Smith J.W. Theoretical relationship between density and oil yield for oil shales // USBM report of investigation. U.S. Dept. of the Interior, Bureau of Mines, 1969. 17 p. URL <https://babel.hathitrust.org/cgi/pt?id=mdp.39015078538504;view=1up;seq=11>.
- 156.** Teichmüller M. Entstehung and veränderung bituminöser substanzen in Kohlen in Beziehung zur entstehung and umwandlung des erdöls. // Berlin: Rheinl. U. Westf., 1974. No 24. pp. 65–112.
- 157.** Teichmüller M. Über neue Macerale der Liptinitgruppe und die Entstehung von Micrinit. // Fortschritte in der geologie von Rheinland und Westfalen. 1974. No 24. pp. 37–64.
- 158.** The ICS International Chronostratigraphic Chart / K.M. Cohen, D.A.T. Harper, P.L., Gibbard, J.X.Fan. International Commission of Stratigraphy. s.l. October 2016. URL <https://dspace.library.uu.nl/handle/1874/329235>.
- 159.** Tissot B.P. Petroleum Formation and Occurrence / B.P.Tissot, D.H.Welte // New York: Springer-Verlag, 1984. Vol. 2. 699 p.
- 160.** Ulmishek G.F. Petroleum geology and resources of the Dnieper-Donets Basin, Ukraine and Russia. U.S. Geological survey Bulletin 2201-E. 2001. 14 p.
- 161.** United States geological survey photomicrograph Atlas organic petrology. USGS. 2012. URL <https://energy.usgs.gov/GeneralInfo/EnergyNewsroomAll/TabId/770/ArtMID/3941/ArticleID/834/The-new-Photomicrograph-Atlas.aspx>.
- 162.** Van Krevelen D.W. Coal. Elsevier science, 1993. Vol. 3. 514 p.
- 163.** Van Krevelen D.W. Graphical-statistical method for the study of structure and reaction processes of coal // Fuel. 1950. No 29. pp. 269–284.
- 164.** Vassoevich N.B. Principal zone of oil formations / N.B.Vassoevich, A.M.Akramkhodzhaev, A.A.Geodekyan // Advances in organic geochemistry. Paris:

- Technip, 1974. pp. 309–314.
- 165.** Vernik L. Velocity anisotropy in shales: A petrophysical study / L.Vernik, X.Liu // *Geophysics*. 1997. Vol. 62. pp. 521–532.
- 166.** Van Wagoner J.C. Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs, cores, and outcrops: concepts for high-resolution correlation of time and facies. Tusla: AAPG Methods in Exploration Series, 1990. 55 p.
- 167.** Wan Hasiah Abdullah. A petrographic comparison of oil-generating coals from the tropics and non oil-generating coal from the arctic // Pangkor Island: Geological Society of Malaysia (June 2–3 2001, Pangkor Island, Perak Darul Ridzuan, Malaysia). Annual Geological Conference, 2001. 6 p. URL [https://gsmpubl.files.wordpress.com/2014/10/agc2001\\_06.pdf](https://gsmpubl.files.wordpress.com/2014/10/agc2001_06.pdf).
- 168.** Wan Hasiah Abdullah. Oil-generating potential of Tertiary coals and other organic-rich sediments of the Nyalau Formation, onshore Sarawak // *Journal of Asian Earth Sciences*. 1999. Vol. 17. pp. 255–267.
- 169.** Welte D.H. Petroleum Formation and Occurrence. / D.H.Welte, B.P.Tissot // New York: Springer-Verlag, 1984. 699 p.
- 170.** Wright W.R. Pennsylvanian paleodepositional evolution of the greater Permian Basin, Texas and New Mexico: Depositional systems and hydrocarbon reservoir analysis // *Houston: AAPG Bulletin*. 2011. Vol. 95. No 9. pp. 1525–1555.